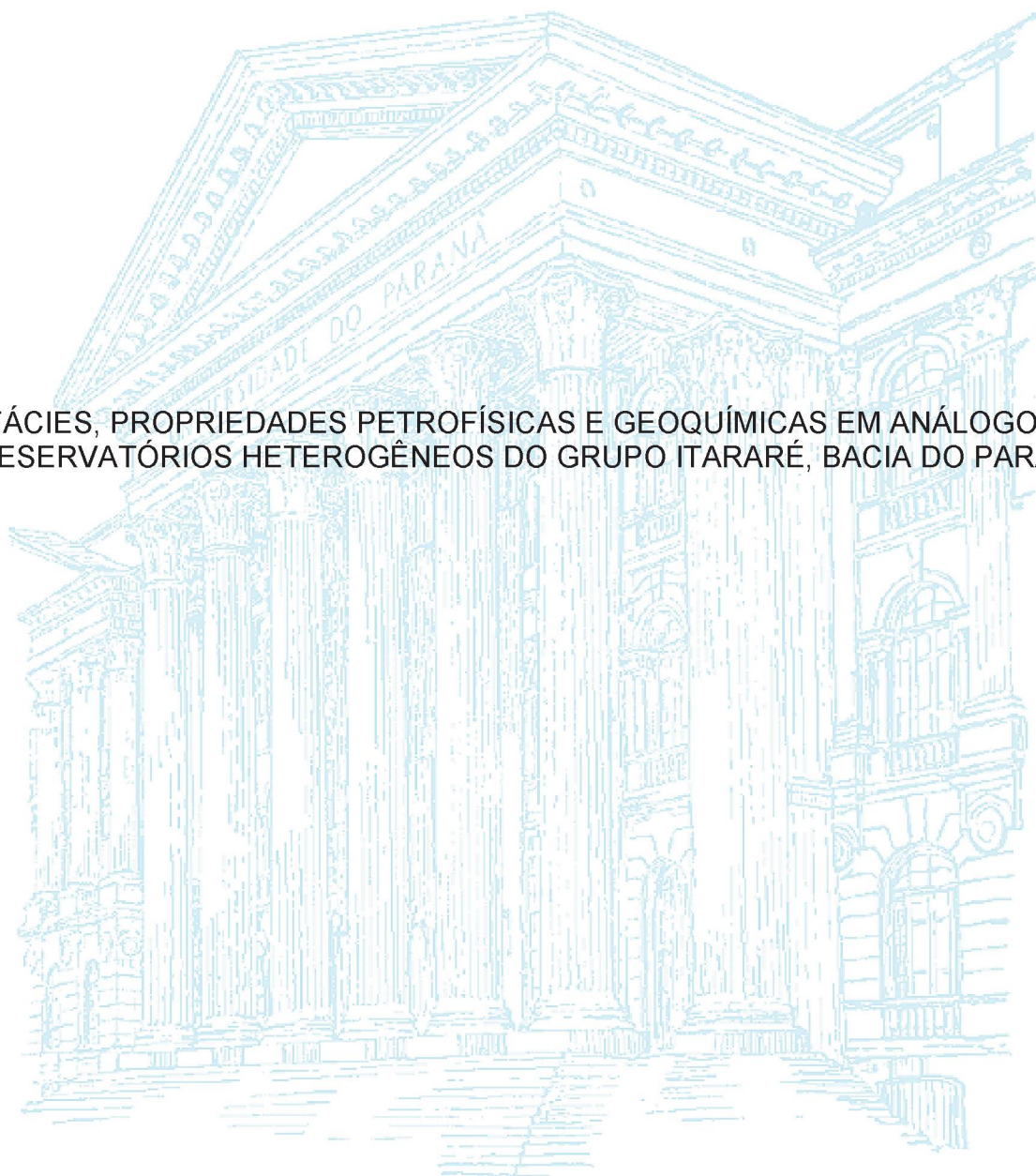


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LARA FERREIRA NEVES

FÁCIES, PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOQUÍMICAS EM ANÁLOGOS A  
RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS DO GRUPO ITARARÉ, BACIA DO PARANÁ



CURITIBA  
2019

LARA FERREIRA NEVES

FÁCIES, PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOQUÍMICAS EM ANÁLOGOS A  
RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS DO GRUPO ITARARÉ, BACIA DO PARANÁ

Dissertação apresentada como requisito parcial à  
obtenção do grau de Mestre em Geologia junto ao  
Programa de Pós-Graduação em Geologia-Área de  
Concentração em Geologia Exploratória, Setor de  
Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Conforti Ferreira Guedes

Coorientador: Prof. Dr. Fernando Farias Vesely

CURITIBA  
2019



Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

---

N513f    Neves, Lara Ferreira  
          Fácies, propriedades petrofísicas e geoquímicas em análogos a reservatórios  
          heterogêneos do grupo Itararé, bacia do Paraná [recurso eletrônico] / Lara Ferreira  
          Neves – Curitiba, 2019.

          Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências da  
Terra, Programa de Pós-Graduação em Geologia.  
          Orientador: Carlos Conforti Ferreira Guedes  
          Coorientador: Fernando Farias Vesely

          1. Petrografia. 2. Geoquímica. I. Universidade Federal do Paraná. II. Guedes,  
Carlos Conforti Ferreira. III. Vesely, Fernando Farias. IV. Título.

CDD: 552.06

---

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO GEOLOGIA -  
40001016028P5

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em GEOLOGIA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **LARA FERREIRA NEVES** intitulada: **FÁCIES, PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOQUÍMICAS EM ANÁLOGOS A RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS DO GRUPO ITARARÉ, BACIA DO PARANÁ**, após terem inquirido a aluna e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua aprovação no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 27 de Março de 2019.

  
CARLOS CONFORTI FERREIRA GUEDES  
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)

  
CAROLINA DANIELSKI AQUINO  
Avaliador Interno (UFPR)

  
LILIANE JANIKIAN PAES DE ALMEIDA  
Avaliador Externo (UNIFESP)

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer à Universidade Federal do Paraná e ao Programa de Pós-Graduação pela oportunidade de realização desse mestrado. Agradeço ao LABAP pela infraestrutura e a todos os presentes que de alguma forma me auxiliaram na realização dessa pesquisa nas discussões científicas.

Agradeço ao CENPÁLEO, em especial ao Luiz Carlos Weinschutz, pela disponibilidade de utilização do espaço físico e dos testemunhos de ótima qualidade e conservação. Agradeço a CPRM, IGC-USP e UNICAMP pelo empréstimo dos equipamentos utilizados nesse trabalho.

Agradeço ao meu orientador, Dr. Carlos Guedes, que sempre incentivou as discussões e a evolução da pesquisa, o suporte científico foi excelente. Agradeço também ao meu co-orientador, Dr. Fernando Vesely, que esteve sempre presente nas discussões e correções.

Agradeço aos doutores Almério B. França e Paulo S. G. Paim pela correção do exame de qualificação, que me ajudaram a evoluir na construção dos resultados e discussões deste trabalho.

Agradeço a minha família que sempre incentivou os meus estudos, em especial ao meu pai, que nunca mediu esforços para me ver evoluir. Nossas discussões sobre assuntos acadêmicos ou pessoais são essenciais. Sou muito grata a você, pai.

Por último, agradeço ao Francisco, meu companheiro de vida, que sempre me motiva a continuar. Obrigada por me acompanhar nos campos, pelas discussões e realização de muitas medidas, talvez sem você eu ainda estivesse em campo. Obrigada pela paciência e incentivo durante todos esses anos.

## RESUMO

Estudos de análogos de reservatórios são utilizados visando o melhor entendimento da distribuição espacial das suas propriedades, já que muitas características de reservatórios não permitem a observação direta devido a sua profundidade e limitações dos dados de subsuperfície. A Bacia do Paraná possui dois sistemas petrolíferos com potencial para geração e acumulação de hidrocarbonetos. O Grupo Itararé, pelo histórico de exploração, é o melhor alvo exploratório da bacia, pois possui espessos intervalos de arenitos com qualidade de reservatório moderada a boa e também por estar em contato direto com os folhelhos devonianos da Formação Ponta Grossa, rochas geradoras de gás. Contudo, os reservatórios são altamente complexos devido ao seu ambiente de sedimentação ter sido dominado por fluxos gravitacionais com influência glacial. Com o objetivo de ampliar o conhecimento sobre o potencial de reservatório do Grupo Itararé, bem como o entendimento de suas heterogeneidades, esse estudo visa preencher a lacuna de dados quantitativos em análogos e a correlação entre os dados petrofísicos, fácies e associações de fácies, utilizando dados de testemunhos e afloramentos nas regiões de Mafra e Doutor Pedrinho, Santa Catarina. Foram analisadas fácies sedimentares com o intuito de avaliar as heterogeneidades presentes nas sucessões arenosas de forma a integrar dados de superfície e subsuperfície, e compreender a continuidade lateral de acordo com as correlações estratigráficas. Foram utilizados equipamentos como, gamaespectrômetro, fluorescência de raios-x portátil e minipermeâmetro para aquisição dos dados petrofísicos e geoquímicos. Descrições sedimentológicas e petrografia também foram realizadas. Como resultado, 15 fácies foram descritas, sendo que arenitos com gradação normal e maciços apresentaram os valores mais elevados de porosidade (9 a 32%) e permeabilidade (68 a 222 mD). Os valores API para as fácies com gradação normal obtiveram a maior variação (63° a 152° API). Em relação às fácies de arenito maciço a variação foi menor (61° a 103° API). As análises geoquímicas relativas aos elementos SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> e TiO<sub>2</sub> foram utilizadas para avaliar a relação dos argilominerais na composição das amostras. Nos arenitos finos o óxido de ferro está associado à cimentação e argilominerais. Ambas as fácies estão associadas a fluxos turbidíticos de alta e baixa densidade. Esses turbiditos são associados à fácies deformadas e remobilizadas por depósitos de transporte em massa. Nesse caso, a porosidade e permeabilidade são menores e a continuidade lateral é baixa. Como conclusão, as melhores fácies reservatório do Grupo Itararé são associadas aos locais mais no interior da bacia, distante do paleotalude e da influência de escorregamentos e fluxos de detritos, onde as fácies turbidíticas devem ser mais bem desenvolvidas.

**Palavras chaves:** petrografia; geoquímica; fácies turbidíticas; depósitos de transporte em massa; heterogeneidade de reservatórios.



## ABSTRACT

Studies on reservoir analogs have been widely used aiming to better understand the spatial distribution of reservoir properties, since many reservoirs do not allow direct observation due to their depth and difficulty of sampling. The Paraná Basin has two known petroleum systems with potential for the generation and accumulation of hydrocarbons. The Itararé Group, due to the exploration history, is the best exploratory target in the basin because it has thick intervals of sandstones with moderate to good reservoir quality and also because it often lies directly on gas-prone source rocks of the Devonian Ponta Grossa Formation. In order to increase knowledge about Itararé Group reservoirs, as well as to better understand its heterogeneities, this study aims to integrate petrophysical data with facies and facies associations using both outcrop and cores from shallow wells in the region of Mafra and Doutor Pedrinho, Santa Catarina. By doing this it is expected to fill a gap of quantitative data in previous studies on reservoir analogs in the Itararé Group. Cores and outcrops were analyzed in sedimentary facies in order to integrate surface and subsurface data, and to understand the lateral continuity according to stratigraphic correlations. Equipment such as gamma-ray spectrometer, portable x-ray fluorescence, and a minipermeameter were used for the acquisition of quantitative data. Sedimentological description of cores and outcrops as well as thin section description were also carried out. As a result, 15 facies were described, in which massive and normally graded sandstones showed the highest porosity (9 to 32%) and permeability (68 to 222 mD). The API values have wide variation in facies with normally graded due to composition variation (63 to 152 °API). In relation to the massive facies, the API variation is lower (61-103 °API). The analyzed geochemical values are related to the elements SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and TiO<sub>2</sub>, to evaluate the relation of the clay minerals in the composition of the samples. In samples of higher clast size, iron and titanium oxides are associated with clay minerals. In fine sands, the iron oxides are associated with cementation and clay minerals. Both facies are interpreted as the deposits of turbidity currents. These turbidites are spatially associated with deformed facies remobilized by mass transport which porosity and permeability and lateral continuity of sand bodies are lower. We conclude that the best reservoir facies in the Itararé Group will be associated with sites located basinward from the slope region and the influence of mass-transport processes.

**Key-words:** petrography, geochemistry; turbidite facies; mass-transport deposits; reservoir heterogeneity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localização das áreas de estudo. Fonte do mapa geológico: CPRM, 2004. Fonte do Mapa Bacia do Paraná (França & Potter, 1991).....	18
Figura 2: Leitura gamaespectrométrica.....	20
Figura 3: Curva de calibração do equipamento <i>TinyPerm II</i> .....	21
Figura 4: Leitura da permeabilidade .....	21
Figura 5: Leitura dos dados geoquímicos .....	22
Figura 6: Mapa Geológico simplificado da Bacia do Paraná e distribuição de unidades (Milani & Ramos, 1998) .....	24
Figura 7: Mapa geológico da área de Doutor Pedrinho. B-) Seção estratigráfica de Doutor Pedrinho, Valdez <i>et al.</i> , 2017. ....	30
Figura 8: Ambientes de depósitos glaciogênicos (adaptado de Huuse <i>et al.</i> . 2012) .....	32
Figura 9: Classificação de heterogeneidade em reservatório de acordo com a escala (Adaptado de Slatt, 2006). ....	34
Figure 10: Study area in relation to Paraná Basin. ....	43
Figure 11: A-) Geological map of Doutor Pedrinho region B-) Doutor Pedrinho composite section. Modified from Valdez <i>et al.</i> ( 2017). ....	44
Figure 12: Association A panel. A-) Detail of Sg facies in Rio dos Cedros outcrop. B-) Intraclasts in Sg facies. C-) Clay slides in Sg facies in Doutor Pedrinho outcrop. D-) Intraclasts in Sg facies. E-) Sg facies in Doutor Pedrinho. F-) Si facies in TC4 core. G-)Detail of the top of facies Sg in TC4 core with presence of intraclasts. H-) Conglomeratic facies en TC4 core. I-) Sgi facies with intraclasts of rhythmiths .....	50
Figure 13: Association B, C and D panel. A-) Intraclasts in Sm facies. B-) Sg facies with granulometry variation. C-) Clay slides in Sg facies. D-) Clay slides in Sr facies. E-) Dm facies in	

Doutor Pedrinho. F-) Sm facies in BR5 core. G-) Fm facies in RB3 core. H-) Fluidization structure in Dm facies. I-) Ds facies in TC4 core. J-) Gmm facies. .... 51

Figure 14: Box Splot dos valores API em relação as fácies. As maiores dispersões ocorrem nas fácies Sg, Ds, Dm, Gm e Gg e Si. .... 53

Figure 15: Box Splot dos valores de permeabilidade em relação as fácies, a linha em vermelho representa o limite de detecção do equipamento (9 mD). .... 54

Figure 16: Profile Doutor Pedrinho outcrop compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD). .... 55

Figure 17: Profile Rio dos Cedros outcrop compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD). .... 56

Figure18: Profile RB3 core compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD). .... 57

Figure 19: Profile TC4 core. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD). .... 58

Figure 20: Profile BR5 core compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD). .... 59

Figure 21: Photomicrography, porosity and permeability data of outcrop samples. A-) Primary and secondary porosity, iron oxide cuticle as cement (10X). B-) Partial and total dissolution of grains (10X). C-) Primary and secondary porosity, cuticles of iron oxide ..... 61

Figura 22: Photomicrography, porosity and permeability data of outcrop samples. A-) Primary porosity, presence of cementation by iron oxide (4x). B-) Porosity filled cuticles of iron oxide (10X). C-) Primary porosity, presence of cementation and stain by iron oxide (10x). D-) Cuticles of iron oxide as cement and primary porosity (10X). E-) Primary porosity, presence of cementation by compaction of clays minerals and iron oxide (4x). F-) Secondary porosity by partial and total dissolution of grains and iron oxide as cement (10X). .... 62

Figure 23: Classification by Sandclass system by locality and facies. A-) Classification for the Sg facies in cores B-) Classification for the Sg facies in outcrop C-) Classification for the Sm, Sr and Si facies in cores. D-) Classification for the Sm, Sr and Si facies in outcrop. .... 66

Figure 24: Representation of paleoenvironment in relation to the slope. The most proximal portion is influenced by slides and the most distal part of the turbidite lobes are not influenced by these deposits. .... 69

Figure 25: Detail of the Paraná Basin in the study area with the positions of cores and outcrops analyzed. Position of Petrobras wells and direction of the paleocurrents (D'Ávila, 2009). Well correlation section. .... 71

Figure 26: A-) Photographic composition of Doutor Pedrinho Outcrop. B-) Photographic composition of Doutor Pedrinho outcrop with relative facies delimitation. Ds and Gmm facies deform Si, Dm and Gg facies. .... 84

Figure 27: General image of Rio dos Cedros outcrop ..... 85



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Correlação das classificações de Schneider et al. (1974) e França & Potter (1988) do Grupo Itararé. Adaptado de Vesely 2006.....	28
Table 2: Description facies and interpretation.....	46
Table 3: Facies and facies association.....	47
Table 4: Facies in relation to U (ppm), Th(ppm), K(%), API, permeability (mD) and N (number of occurrences of facies).....	52
Table 5: Thins sections descriptions.....	63
Table 6: Mean values of de SiO <sub>2</sub> , Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , TiO <sub>2</sub> , API and K for the facies Sg, Sm, Sr, Si, Ds and Dm in cores and outcrops .....	65

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	14
1.1	Introdução ao Tema .....	14
1.2	Estrutura da Dissertação .....	16
1.3	Objetivos.....	16
1.4	Área de Estudo.....	17
1.5	Material e Métodos .....	19
1.5.1	Levantamento Bibliográfico .....	19
1.5.2	Descrição de fácies .....	19
1.5.3	Aquisição de Dados Petrofísicos por Gamaespectrômetro, Mini Permeâmetro e Porosidade .....	19
1.5.4	Aquisição de Dados Geoquímicos por Fluorescência de Raios X portátil .....	22
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	23
2.1	Contexto Geológico .....	23
2.1.1	Considerações gerais sobre a Bacia do Paraná .....	23
2.1.2	Evolução dos Conhecimentos Estratigráficos sobre o Grupo Itararé .....	25
2.1.3	Geologia Local.....	28
2.2	Reservatórios em sequências glaciogênicas .....	30
2.3	Análogos de reservatórios.....	33
2.4	Petrofísica .....	34
2.4.1	Porosidade.....	34
2.4.2	Permeabilidade.....	35
2.5	Geoquímica.....	36
3.	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	37
3.1	ABSTRACT.....	37
3.2	Introduction.....	38
3.3	Geological Context .....	40
3.4	Material and Methods .....	44
3.5	Results.....	45
3.5.1	Stratigraphy: facies and facies associations.....	45

3.5.2 Petrophysics .....	52
3.5.3 Gama-ray spectroscopy.....	52
3.5.4 Permeability .....	53
3.5.5 Petrography and Porosity .....	60
3.5.6 Geochemistry .....	64
3.6 Discussions .....	66
3.6.1 Distinction between reservoir and non-reservoir facies in surface and subsurface .....	66
3.6.2 Diagenetic controls on petrophysical properties.....	67
3.6.3 Potential Reservoirs .....	68
3.6.4 Exploratory Implications in the Paraná Basin .....	69
3.7 Conclusion .....	72
References.....	73
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	77
Anexo 1 .....	84
Anexo 2 .....	85

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Introdução ao Tema

Um sistema petrolífero pode ser descrito pela interdependência de fatores geológicos e processos essenciais à formação e acumulação de hidrocarbonetos. Os fatores geológicos dependem da rocha geradora, reservatório, selante e de soterramento. Os processos essenciais à formação podem ser descritos como formação de armadilhas, geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos (Magalhães *et al.*, 1995).

Depósitos sedimentares associados a fluxos gravitacionais em águas profundas constituem importantes reservatórios e conhecimentos a respeito desses depósitos têm aumentado nos últimos anos. Porém, a geometria deposicional das fácies e o interrelacionamento entre os diferentes fatores controladores da distribuição dos arenitos são pouco entendidos.

Na Bacia do Paraná, dois sistemas petrolíferos apresentam potencial para geração e acumulação de hidrocarbonetos, são eles: Ponta Grossa- Itararé, Ponta Grossa- Rio Bonito, Irati- Rio Bonito e Irati- Pirambóia (Arthur & Soares, 2002). O sistema Ponta Grossa- Itararé apresenta acumulações de gás e condensado armazenado nos arenitos no Grupo Itararé, como no campo de Barra Bonita, com rocha geradora contida na porção superior da Formação Ponta Grossa, em folhelhos devonianos (Milani & Catto, 1998).

O Grupo Itararé contém registros de sedimentação durante o período de glaciação gondwânica neopaleozoica na Bacia do Paraná (Vesely & Assine, 2004) e os maiores volumes de reservatórios arenosos estão contidos no Membro Rio Segredo da Formação Taciba e a parte superior da Formação Campo Mourão, cuja porosidade máxima é de 10%. O Membro Rio Segredo, descrito por França & Potter (1989), é considerado o melhor reservatório do Grupo Itararé por ser constituído de corpos arenosos espessos (até 50 m), de grande continuidade lateral, além de estar sotoposto ao folhelho do Membro Rio do Sul e/ou lamitos do Membro Chapéu do Sol como rochas selante. O predomínio de níveis estratigráficos de arenitos com bom potencial para reservatórios favorece o acúmulo de hidrocarbonetos, principalmente de gás proveniente das rochas geradoras da Formação Ponta Grossa (França & Potter, 1988). Entretanto, o Grupo Itararé é caracterizado pela alta complexidade em relação a diversos processos de deposição que resultam em alta heterogeneidade na distribuição de fácies e associações de fácies, com baixa continuidade lateral dos litotipos.

A rotina de caracterização de reservatórios em subsuperfície tem como principal fonte



de dados os poços, o que requer elevados recursos financeiros e, ainda assim, não proporciona observar a dimensão horizontal (Cosentino, 2001). Como uma alternativa viável para suprir informações adicionais aos poços, as análises de afloramentos em superfície, como reservatórios análogos, permitem a aquisição de dados e propriedades petrofísicas, tais como porosidade, permeabilidade, radioatividade natural das rochas, elementos arquiteturais, geometrias dos depósitos e fácies em uma resolução muito maior que a usual no desenvolvimento de um reservatório de petróleo (Slatt, 2006). Em afloramento também é possível observar, em maior detalhe, a variação espacial das propriedades essenciais de um reservatório, como porosidade e permeabilidade que controlam o armazenamento e fluxo de fluidos, e suas relações com os controles deposicionais e diagenéticos (Slatt, 2006).

Dentro dessa temática, este trabalho visa compreender as heterogeneidades presentes em reservatórios, assim como seus controles deposicionais, utilizando como exemplo os depósitos do Grupo Itararé, Bacia do Paraná, na região de Mafra e Doutor Pedrinho em Santa Catarina. Testemunhos disponíveis das Formações Taciba e Campo Mourão em Mafra, assim como afloramentos dessas unidades na área de Doutor Pedrinho, são analisados neste trabalho com o intuito de avaliar as heterogeneidades presentes nas sucessões arenosas de forma a integrar dados de superfície e subsuperfície, e compreender a continuidade lateral de acordo com as correlações estratigráficas.

A hipótese deste trabalho consiste na possibilidade de, a partir da construção de um modelo conceitual de deposição por correlação de dados de fácies, associação de fácies, propriedades petrofísicas, de testemunhos e afloramento, ser possível uma melhor caracterização do reservatório e suas heterogeneidades do que com base somente em perfis de poços. A geração do modelo possui como maior motivação o estabelecimento de critérios preditivos para exploração/exploração de gás em reservatórios complexos e de baixa permeabilidade em depósitos de águas profundas.

## **1.2 Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação estrutura-se em quatro capítulos, iniciando-se pela introdução ao tema estudado, abordando a importância científica e para a indústria do petróleo, os objetivos da pesquisa, área de estudo e métodos aplicados para atingir os objetivos propostos (Capítulo 1).

O Capítulo 2 aborda revisões sobre os conceitos e métodos aplicados na pesquisa. A contextualização geológica é abordada em escala regional e local abrangendo os principais trabalhos realizados no Grupo Itararé e a evolução dos conhecimentos. Foram revisados os conceitos de reservatórios análogos, propriedades petrofísicas e geoquímicas.

O Capítulo 3 apresenta os resultados e discussões obtidos e são apresentados em formato de artigo, redigido em inglês, visando à publicação em uma revista científica internacional. As figuras e tabelas possuem numeração sequencial em relação à dissertação. As referências utilizadas no artigo estão contidas no item 3.7.

O Capítulo 4 apresenta considerações finais, abordando uma discussão em relação aos métodos utilizados e a aplicação desses métodos nos resultados apresentados. Em sequência são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas.

## **1.3 Objetivos**

O principal objetivo do trabalho consiste em avaliar a correlação entre fácies e propriedades petrofísicas e geoquímicas em testemunhos e afloramentos como subsídio de um modelo de caracterização espacial dos reservatórios e suas heterogeneidades.

Como objetivos específicos têm-se:

- Compreender a distribuição e associação de fácies em afloramentos e testemunhos
- Compreender os controles deposicionais das propriedades petrofísicas como porosidade, permeabilidade e radioatividade gama
- Compreender a variação de propriedades petrofísicas e geoquímicas em testemunhos e afloramentos
- Avaliar a variação das propriedades petrofísicas e geoquímicas em fácies reservatório e não reservatório
- Promover o avanço no entendimento das heterogeneidades em reservatórios não convencionais nas bacias terrestres brasileiras
- Compreender a distribuição das fácies reservatório em relação à deposição na bacia

#### 1.4 Área de Estudo

As áreas de estudo estão contidas nos municípios de Mafra e Doutor Pedrinho, Santa Catarina, e fazem parte do Grupo Itararé, Bacia do Paraná.

A região de Mafra-SC está localizada no norte de Santa Catarina, divisa com o estado do Paraná (figura 1). A cidade possui fácil acesso a partir da rodovia BR-116, distando cerca de 100 km de Curitiba. Na região afloram diamictitos e folhelhos da formação Campo Mourão, Grupo Itararé, expostos em diversas pedreiras (Weinschutz & Castro, 2004). Através de campanhas particulares realizadas para trabalhos de Weinschutz & Castro (2004, 2005, 2006), foram obtidos testemunhos da região que estão disponíveis na Universidade do Contestado, Mafra-SC. Para esse trabalho foram utilizados 3 testemunhos que abrangem grandes variações de fácies. As localizações dos testemunhos utilizados estão destacadas na Figura 1.

A área de Doutor Pedrinho está localizada no norte de Santa Catarina, região do Vale Europeu. A cidade possui fácil acesso através de rodovias pavimentadas ao redor. A região possui diversos afloramentos preservados, grande variedade de fácies como folhelhos, diamictitos, conglomerados, arenito, siltitos e argilitos. Os depósitos são associados às formações Campo Mourão, Taciba e Rio Bonito (Aquino, 2015; Valdez *et al.*, 2017). O afloramento em Doutor Pedrinho e Rio dos Cedros estão destacados na figura 1.

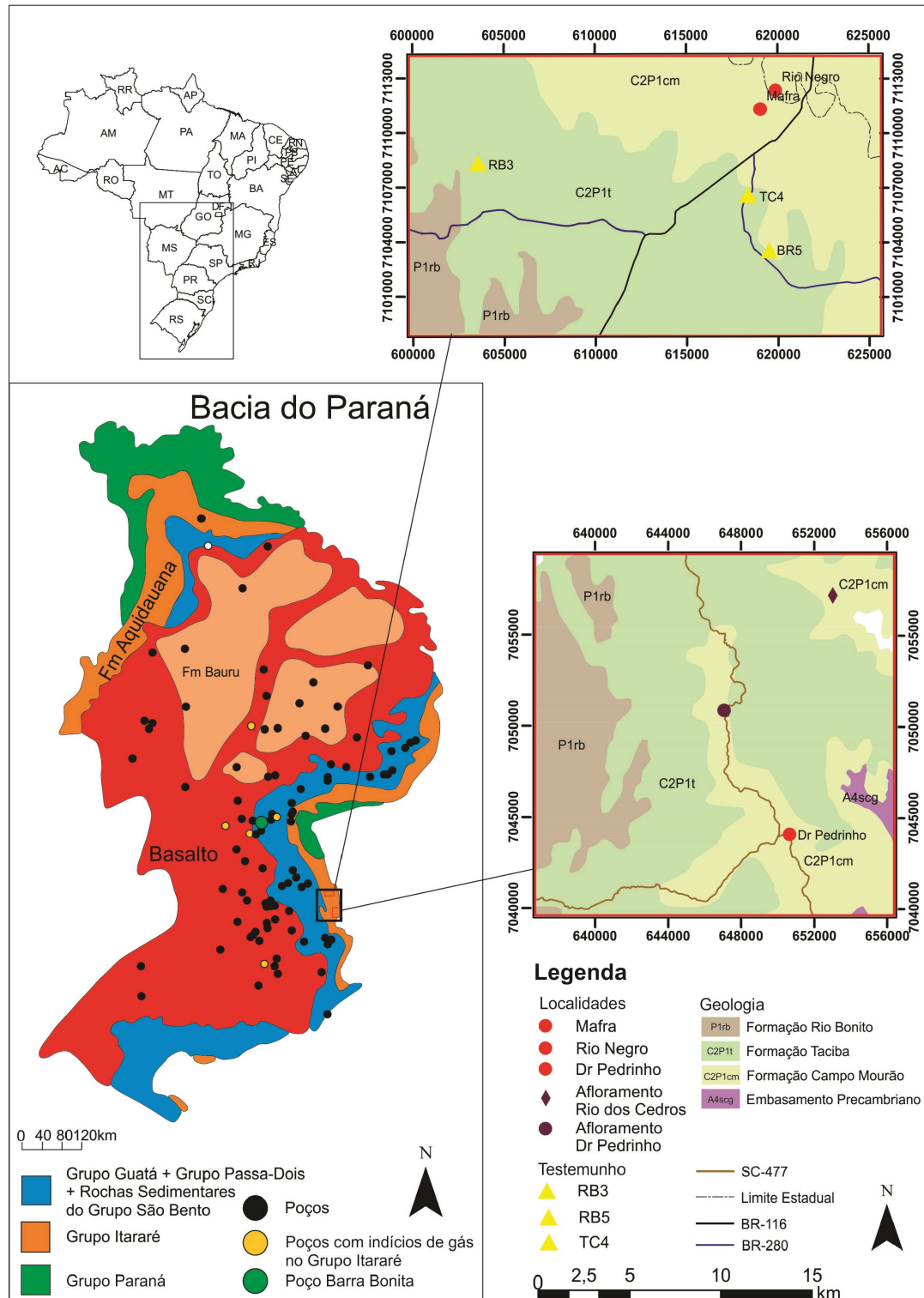


Figura 1: Mapa de localização das áreas de estudo. Fonte do mapa geológico: CPRM, 2004. Fonte do Mapa Bacia do Paraná (França & Potter, 1991).



## **1.5 Material e Métodos**

Os métodos utilizados para a elaboração desse trabalho contemplaram revisão bibliográfica, aquisição de dados em campo, análises e tratamento dos dados.

### **1.5.1 Levantamento Bibliográfico**

A primeira etapa realizada foi um levantamento bibliográfico visando compreender a geologia regional e local assim como os métodos adequados para se obter os resultados esperados.

### **1.5.2 Descrição de fácies**

As descrições de fácies foram realizadas através da descrição de 3 testemunhos totalizando 177,8 metros, e dois afloramentos, o código das fácies foram atribuídas a partir da classificação de Eyles *et al.* (1983). No total foram realizadas 6 campanhas de campo. A primeira etapa consistiu em verificar a qualidade dos testemunhos para utilização dos métodos propostos, em sequência foi realizado o campo de aquisição de dados em testemunho. Duas etapas de campo foram necessárias para definir quais afloramentos seriam utilizados como análogo. Por último, foram adquiridos os dados estratigráficos, petrofísicos e geoquímicos dos afloramentos.

### **1.5.3 Aquisição de Dados Petrofísicos por Gamaespectrômetro, Mini Permeâmetro e Porosidade**

A análise petrofísica visou analisar os elementos radioativos das amostras por gamaespectrometria e também estimar a permeabilidade a partir da utilização de equipamentos portáteis.

A leitura da radiação emitida pelos elementos U, K e Th foi realizada a partir da utilização do gamaespectrômetro portátil *RS-230 BGO Super-SPEC*, cedido e calibrado pela empresa CPRM, Serviço Geológico do Brasil e pela Universidade Estadual de Campinas, Unicamp. A leitura foi realizada durante 120 segundos enquanto o equipamento se mantinha em contato com a amostra (Figura 2). Os valores de gama total foram convertidos para API (American Petroleum Institute), medida de referência estabelecida pela Universidade de Houston, Texas. O valor API é calculado através das componentes urânio, tório e potássio,  $API = 4Th + 8U + 16K$  (Ellis & Singer, 2008), onde U e Th são medidos em ppm e K em porcentagem. Para não ocorrer interferência com outros equipamentos, o aparelho foi posicionado de forma que o sensor apontasse para o lado oposto ao emissor do equipamento de fluorescência de raios X, a uma distância de ao menos 2 metros entre os equipamentos.



Figura 2: Leitura gamaespectrométrica

Os dados de permeabilidade foram adquiridos através do mini permeâmetro *TinyPerm II*, Vindium Engineering, Inc., permeâmetro de ar portátil, cedido pelo Instituto de Geociências da USP (Universidade de São Paulo). O equipamento pode ser utilizado tanto em laboratório quanto em campo. Durante a utilização, deve-se manter o equipamento estático. A medição é realizada através do contato da abertura de 9 mm do equipamento com a amostra, esse contato ocorre através de uma borracha que evita o vazamento e força o ar a entrar apenas na amostra. Quando pressionado o bocal da sonda, é gerado um vácuo na parte interna do equipamento. Através de um microcontrolador, o volume de ar retirado da rocha é controlado e então o valor da permeabilidade é fornecido de formato adimensional. Tal medida foi posteriormente convertida em milidarcy através da equação (1) de calibração (Figura 3) fornecida pelo fabricante:

$$T = -0,8206 \log_{10}(k) + 12,8737 \quad (1),$$

onde T é o valor fornecido pelo equipamento k é a permeabilidade em milidarcy (mD).

Foram realizadas 3 leituras do mesmo local e então realizada a média. Os valores foram obtidos a intervalos de 30 cm ao longo dos testemunhos e afloramentos (Figura 4). A partir de estudos realizados com o equipamento do mesmo fabricante, Filomena *et al.* (2014), concluíram que o tempo limite do equipamento para leitura da permeabilidade em campo equivale a 5 minutos, com valor mínimo de 9 mD, que é o limite de detecção do equipamento.

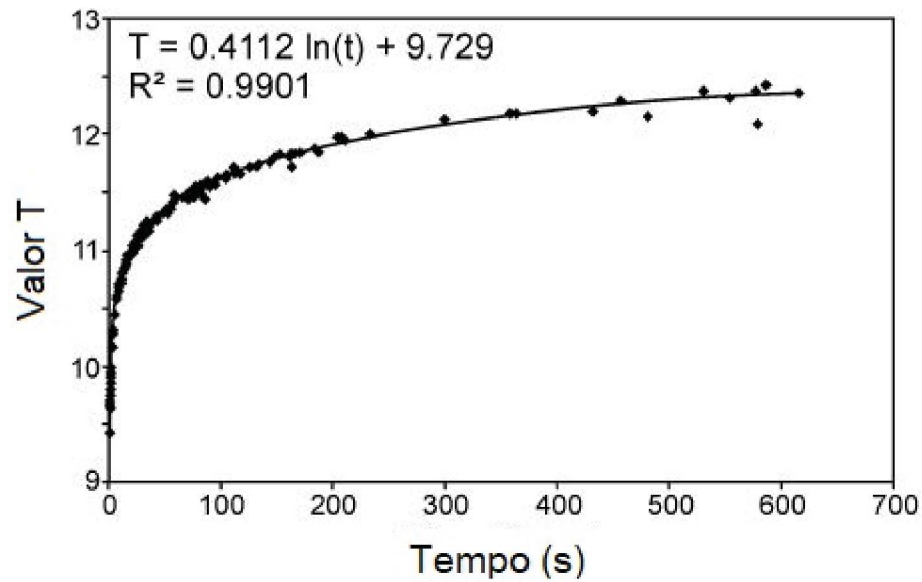


Figura 3: Curva de calibração do equipamento *TinyPerm II*



Figura 4: Leitura da permeabilidade

A caracterização dos constituintes diagenéticos e porosidade foram realizadas em sete lâminas delgadas selecionadas nos afloramentos, nas fácies de interesse. As lâminas foram confeccionadas no LAMIR (Laboratório de Análise de Minerais e Rochas Industriais) e consistiu na impregnação de resina líquida azul. O percentual de porosidade foi obtido por meio de análise de 300 pontos contados nas lâminas delgadas.

#### 1.5.4 Aquisição de Dados Geoquímicos por Fluorescência de Raios X portátil

Os testemunhos e afloramentos foram submetidos à análise pelo método de fluorescência de raios X (FRX) que identifica os elementos maiores, menores e traço.

A espectrometria de fluorescência de raios-X se baseia na excitação de uma amostra por raios-x. Um feixe de raios-x primário excita raios- X secundários que possuem comprimentos de onda característicos dos elementos presentes na amostra. Esse método é usado para determinar a concentração dos elementos presentes a partir da calibração de referência (Rollinson, 1993).

Os testemunhos e afloramentos foram analisados a partir do contato do equipamento *XL3T Niton Thermo* durante 120 segundos. O equipamento foi cedido pela empresa CPRM, Serviço Geológico do Brasil, para realização da pesquisa (Figura 5). O equipamento possui uma câmera acoplada onde é possível focar o local a ser realizada a medida em um ponto determinado. O feixe de raios-X pode ser focado em até 3mm.



Figura 5: Leitura dos dados geoquímicos



## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Contexto Geológico**

#### **2.1.1 Considerações gerais sobre a Bacia do Paraná**

A Bacia do Paraná corresponde a uma bacia intracratônica com vasta região de sedimentação na América do Sul. Possui uma área de aproximadamente 1.600.000 km<sup>2</sup> e está contida na porção meridional do Brasil. A bacia estende-se para a Argentina, Paraguai e Uruguai, apresenta uma evolução tectonossedimentar policíclica e possui uma sucessão sedimentar-magmática entre Neo-Ordoviciano e Neocretáceo (Milani, 2004). A evolução da bacia está relacionada a um intervalo de estabilidade da Plataforma Sul-Americana, após os eventos metamórficos e magmáticos do Ciclo Brasileiro (Almeida & Hasui, 1984).

Os primeiros estudos sobre depósitos sedimentares da Bacia do Paraná são de White (1908), em Santa Catarina. Este autor definiu o Sistema Santa Catarina, constituídos pelas séries São Bento, Passa Dois e Tubarão e é considerado o “marco zero” da estratigrafia da bacia. Trabalhos de caráter regional foram realizados por Maack (1947), Sanford & Lange (1960), Northfleet *et al.* (1969), Fulfaro & Landim (1976), Soares *et al.* (1977), Almeida (1980), Fulfaro *et al.* (1982), Zalan *et al.* (1987), Soares (1991), Milani (1997), Milani & Ramos (1998), Milani (2004) e deram sequência nos estudos estratigráficos da bacia. Dentre esses, Fulfaro & Landim (1976) propuseram subdividir o arcabouço estratigráfico da Bacia do Paraná em quatro sequências (I, II, III e IV), as quais foram mais tarde redefinidas por diversos autores como Soares *et al.* (1977), Milani (1997) Zalan *et al.*, (1987) e Soares (1991).

Neste contexto, para Milani (1997) o preenchimento da bacia ocorreu através de ciclos tectonossedimentares de segunda ordem, limitados por descontinuidades regionais, compreendendo as supersequências Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo). Essas supersequências estão associadas a ciclos transgressivos-regressivos paleozóicos e a ciclos sedimentares continentais durante o mesozoicos, esses associados a rochas ígneas (Figura 6) (Milani & Ramos, 1998). As espessuras máximas da bacia atingem 7.000 metros em seu depocentro.

Os limites atuais da bacia são erosivos ou de origem tectônica. A nordeste, a bacia é limitada entre a zona de falha Guapiara e o arco Goiânia/Alto Paranaíba. A noroeste, a bacia é limitada pelo cinturão de dobramentos do Paraguai/Araguaia. A borda oeste da bacia é delimitada pelo Arco de Assunção, com direção N-S. O Arco Ponta Grossa, a noroeste, e o



Arco do Rio Grande, a sudoeste, criaram reentrâncias na borda oriental da bacia, nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul, respectivamente. O evento tectônico do soerguimento da Serra do Mar também influenciou nos limites orientais da bacia, na região sudeste do Brasil (Zalán *et al.*, 1987).

O presente trabalho aborda as unidades do Grupo Itararé, contido na sequência Permo-Carbonífera, na borda leste da Bacia do Paraná.

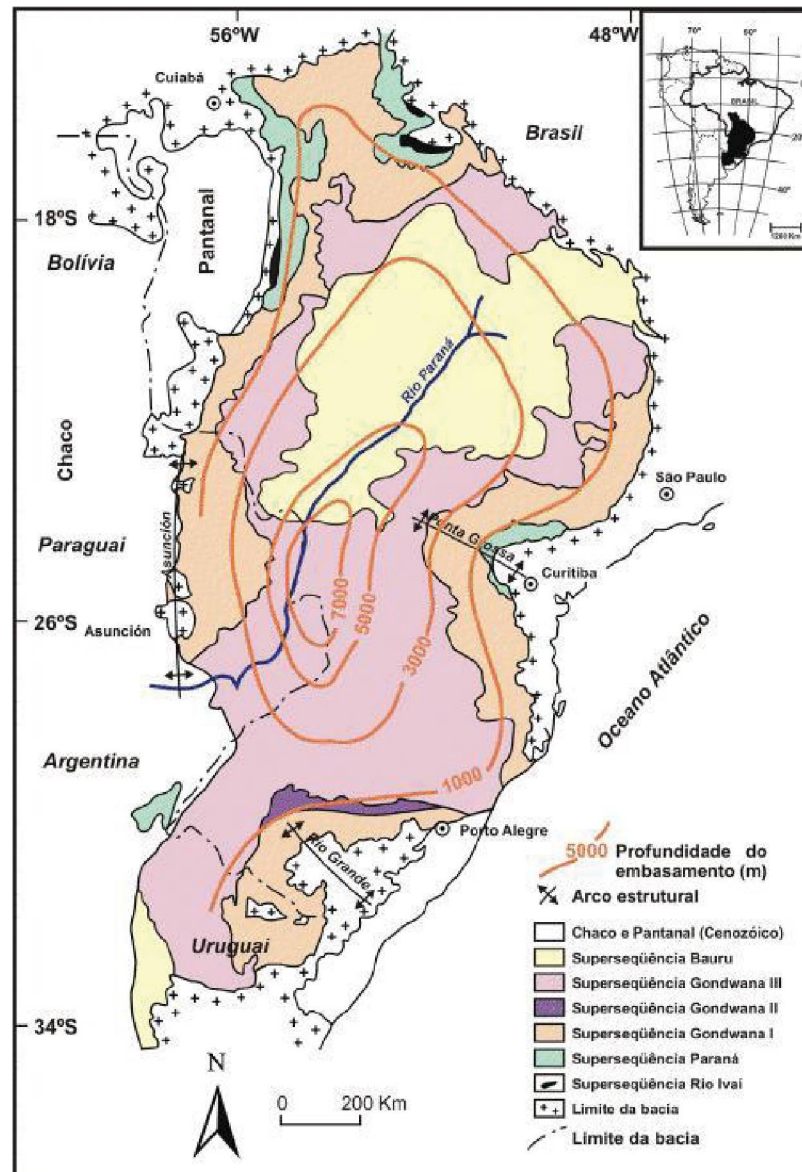


Figura 6: Mapa Geológico simplificado da Bacia do Paraná e distribuição de unidades (Milani & Ramos, 1998)

### 2.1.2 Evolução dos Conhecimentos Estratigráficos sobre o Grupo Itararé

O Grupo Itararé possui um extenso histórico em relação à evolução do conhecimento. O primeiro levantamento sobre os depósitos glaciais da sucessão Permo-Carbonífera da Bacia do Paraná ocorreu com a descrição de ocorrências de diamictitos sobrepostos ao arenito Furnas, no Estado do Paraná por Derby (1878).

A Série Itararé foi definida como unidade estratigráfica por Oliveira (1927). Todos os depósitos com influência glacial na região sul de São Paulo e norte do Paraná foram incluídos dentro dessa série, restringindo a Série tubarão de White (1908) apenas para as camadas pós-glaciais. Leinz (1937) propõem o ambiente deposicional para a Série Itararé como sedimentação terrestre e depósitos de arenitos flúvio-glaciais em processos de glaciação continental de caráter cíclico.

Gordon (1947) subdividiu a Série Tubarão em Grupo Itararé e Grupo Guatá. O Grupo Itararé foi definido pela primeira vez neste trabalho e subdividido em duas formações, Formação Palmira, constituída pela sucessão glacial basal, e Formação Taió, constituída por uma sucessão marinha.

Barbosa & Almeida (1948) subdividiram a Série Tubarão em cinco novas formações a partir do estudo em poço no Estado de São Paulo, onde horizontes de diamictitos foram descritos como tilitos. Lange (1954) subdividiu a Série Tubarão como Grupo Itararé e Grupo Guatá assim como Gordon (1947), porém o Grupo Itararé foi subdividido nas formações Palmeira e Teixeira Soares a partir da base de origem glacial e no topo por sucessão marinha.

Diversos estudos foram realizados em escala local, sem abranger a continuidade lateral das sequências. Dessa forma, diversas classificações com distintas atribuições hierárquicas foram propostas. Petri (1964) e Rocha-Campos (1967) propuseram uma coluna litoestratigráfica do Grupo Tubarão subdividido em dois Subgrupos: Itararé e Guatá, o primeiro, basal, corresponde à sucessão glacial e o topo ao pós-glacial.

Schneider *et al.*, (1974), elevou formalmente a unidade Itararé para grupo a partir de trabalhos de mapeamento realizado pela Petrobrás que acarretaram grandes avanços no conhecimento da bacia. O Grupo Itararé foi subdivido nas formações Campo do Tenente, Mafra e Rio do Sul através de mapeamentos realizados nos Estados de Santa Catarina e Paraná.

A Formação Campo do Tenente foi descrita como depósitos argilosos na base e ritmitos e diamictitos de matriz arenosa em direção ao topo. Foram também descritos arenitos amarelados na porção basal, mal selecionados, finos a médios, com estratificação plano

paralela e cruzada acanalada, e com estrias glaciais. A espessura máxima mapeada foi de 200 metros.

A Formação Mafra foi descrita como uma sucessão arenosa de granulometria variável, de arenitos finos até arenitos médios e grossos. Secundariamente foram descritos diamictitos, conglomerados, ritmitos, argilitos e argilitos várlicos. A espessura máxima descrita foi de 350m.

A Formação Rio do Sul possui na parte basal folhelhos e argilitos cinza escuros e na parte superior consiste em argilitos, folhelhos várlicos, ritmitos, arenitos finos e diamictitos. Diversas estruturas foram identificadas por Schneider *et al.* (1974) nessa formação, tais como laminação convoluta, plano-paralela e cruzada, marcas ondulares e estruturas de escorregamentos nas camadas siltítico-arenosas. A seção foi descrita com 350 metros de espessura. A sequência de argilitos e folhelhos várlicos foram identificados em toda a seção com 50 a 60 metros de espessura.

Soares *et al.* (1977) realizaram estudos no Estado de São Paulo e utilizam a divisão de Barbosa e Almeida (1948) como referência da classificação estratigráfica. Esses autores afirmaram que as classificações anteriores foram realizadas de forma equivocada devido à inexistência da continuidade lateral das camadas e ausência de limites. Dessa forma, os autores realizam nova classificação estratigráfica para a região de São Paulo. O Grupo Tubarão foi subdivido em Formação Tatuí e Subgrupo Itararé, que foi separado em quatro novas associações de acordo com os sistemas deposicionais: a associação I foi relacionada a depósitos continentais fluviais, a associação II com depósitos glaciais, associação III com depósitos mistos e associação IV a depósitos marinhos. Soares *et al.* (1977) não consideraram a classificação recente de Schneider *et al.* (1974) tendo criado uma nova classificação para o Itararé.

França & Potter (1988), a partir do mapeamento regional da unidade Itararé com base na análise de testemunhos e perfis de poços, propuseram uma nova nomenclatura estratigráfica para o Grupo Itararé. Foram definidas três novas unidades, formações Lagoa Azul, Campo Mourão e Taciba.

A Formação Lagoa Azul constitui a seção basal do Grupo Itararé, sob o embasamento cristalino, nos estados do Paraná, São Paulo e sul de Mato Grosso do Sul. A espessura máxima descrita equivale a 560 metros. A formação é composta por dois membros, Cuiabá Paulista e Tarabáí. O Membro Cuiabá Paulista é composto por arenitos de granulometria fina a média, bem selecionados, com ocorrências comuns de pirita e outros minerais pesados.



Esses arenitos apresentaram baixa permeabilidade devido à intensa cimentação. O Membro Tarabá é composto por siltitos e lamitos seixosos com ocorrências de corpos arenosos de até 25 metros, localmente contendo seixos de granito de até 3 cm.

A Formação Campo Mourão compreende arenitos, siltitos, folhelhos e lamitos seixosos. Os arenitos, predominantes, possuem granulometria média a grossa, sendo comum a presença de clastos de folhelho e bolas de argila orientadas. Ocorrem também conglomerados com seixos e matacões e arenitos conglomeráticos. A espessura máxima da formação é de 927 metros na região sudeste do Estado de São Paulo. O Membro Lontras está relacionado ao topo da Formação Campo Mourão, constituído por folhelhos cinza-escuros a preto. França & Potter (1988) correlacionam o Membro Lontras com o folhelho Lontras da Formação Rio do Sul de Schneider *et al.* (1974).

A Formação Taciba constitui a parte superior do Grupo Itararé e é composta por lamitos seixosos, arenitos, folhelhos e siltitos. É subdividida nos membros Rio Segredo, Chapéu do Sol e Rio do Sul. O Membro Rio Segredo possui litologia predominante de arenitos maciços, de granulometria grossa a média, intercalados com silito. Ocorrem também arenitos finos a muito fino com laminações cruzadas cavalgantes e microfalhas. O Membro Chapéu do Sol é composto por lamitos seixosos que gradam a folhelho cinza-escuro com nódulos de pirita e seixos de granito e raros arenitos. O Membro Rio do Sul se correlaciona a Formação Rio do Sul de Schneider *et al.* (1974) e possui ocorrência de argilitos, folhelhos, arenitos finos, ritmitos e diamictitos.

O trabalho de França & Potter (1988) caracterizou o Grupo Itararé em âmbito regional, diferente dos trabalhos que haviam sido realizados anteriormente. Porém, essa caracterização ocorreu apenas através de dados de testemunhos e poços. Nos afloramentos, as mesmas formações não foram identificadas pelos autores. Diversos trabalhos foram realizados em sequência discutindo a estratigrafia da bacia, tais como Soares (1991), Milani *et al.* (1994), França *et al.* (1996), Castro (1999), Vesely & Assine (2004) e Weinschutz (2006).

Para este trabalho, a estratigrafia adotada abrange os trabalhos de Schneider *et al.* (1974) e França & Potter (1988).

Tabela 1: Correlação das classificações de Schneider *et al.* (1974) e França & Potter (1988) do Grupo Itararé. Adaptado de Vesely 2006

Schneider <i>et al.</i> (1974)		França & Potter (1988)		
Grupo Itararé	Fm. Rio do Sul	Fm. Taciba	Membro Rio do Sul	Membro Chapéu do Sol
			Membro Rio Segredo	
	Fm. Mafra	Fm. Campo Mourão	Membro Lontras	
	Fm. Campo do Tenente	Fm. Lagoa Azul	Membro Tarabai	
			Membro Cuiabá Paulista	

### 2.1.3 Geologia Local

A região de Mafra está inserida nos intervalos das Formações Campo Mourão e Taciba. Os testemunhos analisados RB3, TC4 e BR5 foram descritos previamente em trabalhos de Weinschutz & Castro (2004, 2005 e 2006).

O poço RB3 foi perfurado a sudoeste da cidade de Mafra, possui aproximadamente 60 m de profundidade. Esse poço apresenta extensos corpos arenosos interpretados como depositados por desacelerações de correntes de turbidez. A base desse poço é constituída por ritmitos, interpretados como substrato lacustre-glacial, onde se alojou o sistema turbidítico (Weinschutz & Castro, 2006).

O poço TC4 foi perfurado na Universidade do Contestado (CENPÁLEO-UNC), a 15 km do poço RB3 (figura 7), possui 81m de profundidade e amostra a Formação Campo Mourão. Foram diferenciados dois níveis de arenito, o nível inferior foi interpretado como deltaico sob influência glacial e o nível superior, como ciclo fluvial a deltaico. O topo do poço é marcado por folhelhos negros, reconhecidos como folhelho Lontras, formados por processos marinhos transgressivos, de acordo com Weinschutz & Castro, 2005.

O poço BR5 foi perfurado a 3 km a sudeste do poço TC4 (figura1). Possui em torno de 51m de espessura na Formação Campo Mourão, apresenta duas sucessões de granodecrescência ascendente de arenito-diamictito-ritmito interpretados como eventos de deglaciação (Weinschutz & Castro, 2005).



O Grupo Itararé em Doutor Pedrinho foi subdividido por d'Ávila (2009) em quatro sequências deposicionais, a partir de descontinuidades presentes na área. Através de um novo mapeamento na área, Aquino (2015), refez a subdivisão em três sequências, a figura 7 indica as três sequências na área de Doutor Pedrinho. A sequência 1 é constituída por 30 metros de diamictitos intercalados por folhelhos ricos em *dropstones* (Figura 7). Acima dessa unidade, ocorrem diamictitos ressedimentados de até 80 metros de espessura.

A sequência 2 possui contato abrupto e erosivo com a sequência 1 e corresponde a conglomerados e arenitos de até 30 metros de espessura (Figura 7). O topo dessa sequência é constituído por folhelhos, denominados de folhelho Lontras, essa sequência marca o topo da Formação Campo Mourão.

A sequência 3 corresponde a intercalações de arenitos e folhelhos (Figura 7), interpretados como turbiditos, posicionados na Formação Taciba.

Trabalhos recentes na área de Doutor Pedrinho como Aquino *et al.* (2016), Fallgatter & Paim, (2017) e Valdez *et al.* (2017) abordam os processos deposicionais relacionados à glaciação e deglaciação. Aquino *et al.* (2016), abordam uma das sequências deposicionais na área de Doutor Pedrinho, com foco em um episódio glacial. Os autores descrevem as fácies e associação de fácies da área formados por fluxos hidrodinâmicos, *Jet Efflux*, ocorridos durante a mudança de fluxos supercríticos a subcríticos. As geometrias das fácies foram caracterizadas como possíveis reservatórios de óleo e gás.

Fallgatter & Paim, 2017, abordam a área de Doutor Pedrinho no contexto glacial, com a intenção de reconhecer a morfologia e o controle topográfico na sedimentação e realizar a reconstrução glacial no período de sedimentação.

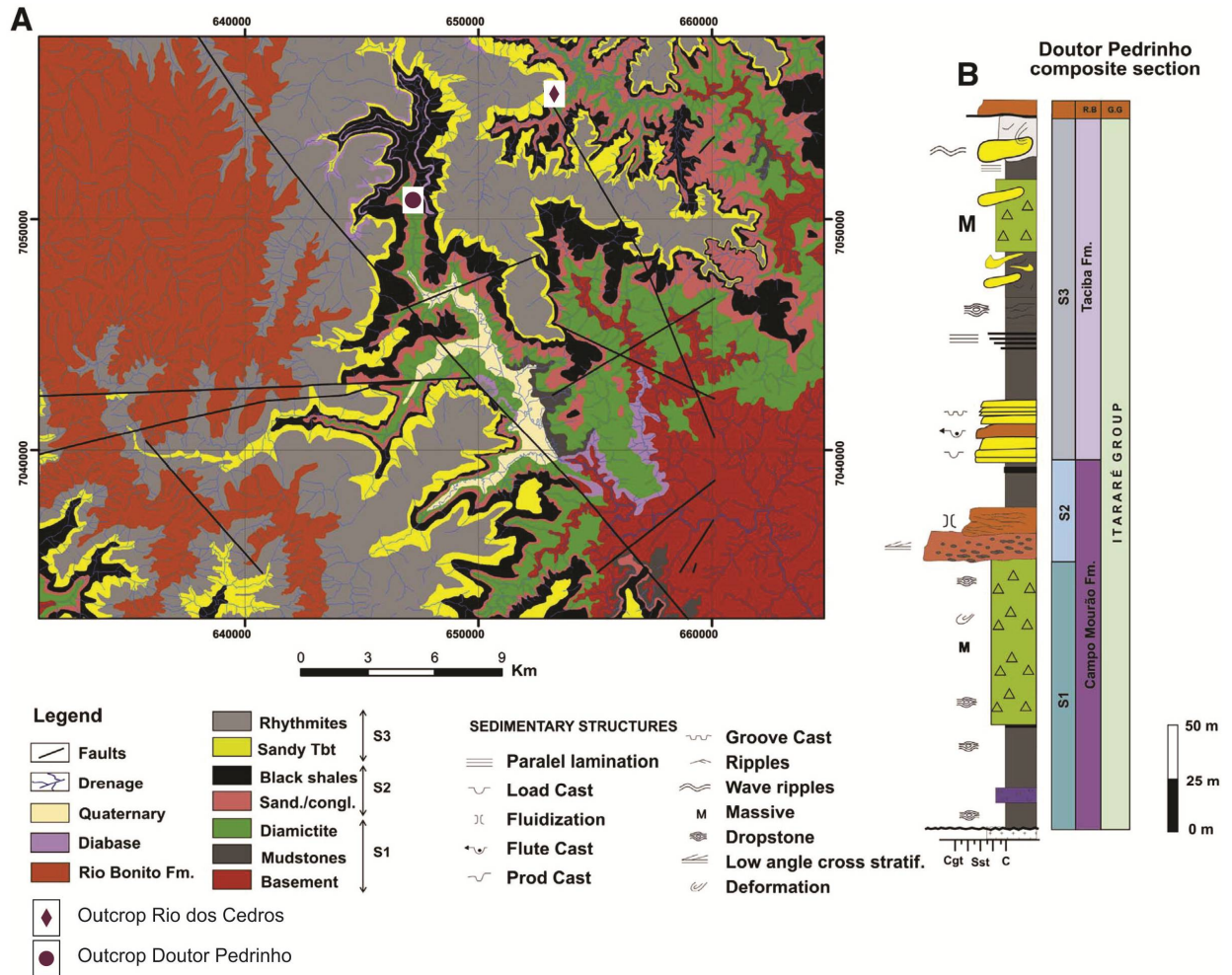


Figura 7: Mapa geológico da área de Doutor Pedrinho. B-) Seção estratigráfica de Doutor Pedrinho, Valdez *et al.*, 2017.

## 2.2 Reservatórios em sequências glaciogênicas

Os depósitos glaciogênicos ocorrem em diversas áreas no mundo e são importantes reservatórios de hidrocarbonetos com idades que variam do Neoproterozóico ao Pleistoceno (Huuse *et al.*, 2012). São exemplos, as bacias paleozoicas da América do Sul, África, Índia, Arábia Saudita, Austrália, Antártica e Malásia (Eyles *et al.*, 1995; Huuse *et al.*, 2012), e bacias do Pleistoceno na Europa (Huuse *et al.*, 2012).

As fácies e associações de fácies geradas por depósitos glaciais possuem diversos processos sedimentares e ambientes deposicionais associados. Os sedimentos são depositados a partir de processos subaéreos, subglaciais, proglaciais, lacustres, marinho raso e profundo. Além disso, esses depósitos são associados a deposições em períodos interglaciais, produzindo sucessões complexas intercaladas por períodos glaciais e não-glaciais.

Em condições proglaciais são comuns fluxos de água de degelo. Os depósitos sedimentares característicos são cascalhos e areia grossa a média, são formados a partir de

diversos processos de sedimentação como, glaciofluvial, glaciodeltaicos, glaciolacustre, eólico e depósitos de transporte em massa (Figura 8). Em ambientes lacustres ou marinhos, esses depósitos formam grandes acumulações em forma de leques, com extensões laterais e espessuras consideráveis (Brodzikowski & van Loon, 1991).

Os *tunnel valleys* são sucessões desenvolvidas em condições subglaciais, são confinadas, possuem alto potencial de preservação e também geram grandes acumulações de sedimentos. São geradas, normalmente, durante o recuo do degelo e, sob a influência da glaciação, depositam sedimentos subglaciais, flúvio-glaciais, glácio-marinhos e deltaicos (Huuse *et al.*, 2012; Ghienne & Deynoux, 1998).

As propriedades dos reservatórios glaciais variam de acordo com o tipo de bacia sedimentar em que ocorre a deposição, da proveniência e transporte. Uma característica comum entre esses depósitos são as deformações geradas por glaciotetônica (Brodzikowski & van Loon, 1991).

Na Bacia do Paraná, são descritos eventos glaciais durante o Carbonífero-Permiano (França & Potter, 1991). Esses eventos estão relacionados ao grande evento da glaciação do Gondwana durante o Paleozóico.

As investigações do potencial petrolífero da Bacia Paraná iniciaram no final do século XIX, quando foram identificados os arenitos asfálticos na cidade de Bofete, no Estado de São Paulo. Mas foi em apenas 1996 que a Petrobrás fez a primeira descoberta comercial, no campo de gás Barra Bonita e a acumulação de Mato Rico. A bacia possui apenas 124 poços perfurados e com distribuição irregular, 30.000km de linhas sísmicas 2D e 171 km<sup>2</sup> de linhas sísmicas 3D. Da totalidade dos poços, 22 contém indícios de gás ou óleo, 10 possuem acumulações subcomerciais e o campo de Barra Bonita é o único com dois poços produtores (Petersohn, 2008).

O Grupo Itararé é considerado o melhor alvo exploratório da bacia (Petersohn, 2008), possui espessos intervalos de arenitos com boa qualidade para reservatório e contato direto com os folhelhos da Formação Ponta Grossa. O campo do Campo de Barra Bonita, por exemplo, está nos arenitos da Formação Campo Mourão.



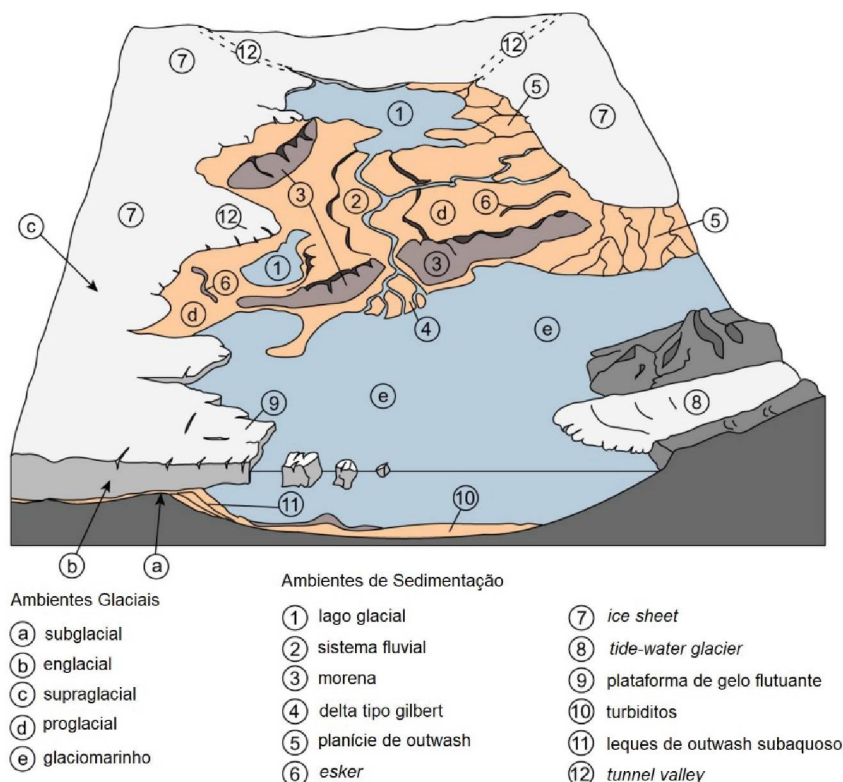


Figura 8: Ambientes de depósitos glaciogênicos (adaptado de Huuse *et al.* 2012)

Os arenitos do Grupo Itararé foram classificados em dois grupos por França & Potter (1991), com base na resposta à perfilagem gama (radiação gama natural), aqueles com valores de grau API (*American Petroleum Institute*) menor do que 50° e arenitos com grau API maior do que 50°. O primeiro grupo de arenitos (API maior que 50°) possui alto teor de argila e porosidade baixa ou ausente, contém apenas porosidade primária. O segundo grupo (API menor ou igual a 50°) contém baixo teor de argila e porosidade em torno de 30%, predominantemente secundária do tipo intergranular, formada por dissolução de cimento carbonático precoce. O segundo grupo foi caracterizado como potencial reservatório.

Assim, os reservatórios do Grupo Itararé podem ser mapeados através de porosidade em torno de 10% e raios gama em torno de 50°API. Nesse caso, a Formação Campo Mourão e o Membro Rio Segredo, da Formação Taciba, apresentam maior volume de reservatórios (França & Potter, 1989).

Vesely *et al.* (2007) caracterizaram os arenitos da Formação Campo Mourão em Ponta Grossa, Paraná. Os arenitos Vila Velha constituem boas exposições para a realização de um análogo para o sistema petrolífero Ponta Grossa-Itararé. Foram definidas para essa área quatro unidades deposicionais denominadas A, B, C e D. Dessas unidades, as C e D foram identificadas como potencial reservatório, onde a influencia glacial é subordinada. A

sequência C foi classificada como um sistema deposicional de fluxos turbidíticos hiperpicnais, associados a descargas de água de degelo e a sequência D, está relacionada um sistema deposicional de frente de deltas através da progradação da linha de costa, com a interação marinha e fluvial. Através de dados de poços a associação D é o melhor análogo de reservatório com porosidade média igual a 17% e atinge permeabilidade de até 900md.

Apesar de apresentar numerosos indícios de óleo e várias acumulações subcomerciais, a Bacia do Paraná é ainda pouco explorada, mas muito promissora (Petersohn, 2008). Na literatura existem poucos dados da correlação das fácies com as propriedades petrofísicas. As formações Campo Mourão e Taciba, classificadas por diversos autores como reservatório do Grupo Itararé, possuem dados petrofísicos apenas de poços perfurados pela Petrobrás.

### **2.3 Análogos de reservatórios**

Os estudos de reservatórios análogos são utilizados em larga escala visando o melhor entendimento da distribuição espacial das propriedades de reservatórios inacessíveis, já que muitas estruturas e rochas de reservatórios não permitem a interpretação direta devido a sua profundidade e baixa amostragem. Os análogos são utilizados para criação de modelos tridimensionais das propriedades de um reservatório, em representações mais precisas em subsolo (Howell *et al.* 2014), com o objetivo determinar o volume, caráter e distribuição das rochas que constituem um reservatório bem como a quantidade de hidrocarboneto recuperável (Alexander, 1993).

As propriedades como porosidade e permeabilidade dos reservatórios variam de acordo com as suas heterogeneidades internas e descontinuidades. O reconhecimento das principais características das fácies, arquitetura e geometria dos reservatórios análogos contribuem para melhores estimativas de reservas e modos de exploração (Alexander, 1993).

Os análogos de reservatório possuem três categorias de comparação como: processos e ambientes deposicionais modernos, simulações experimentais e análogos de rochas aflorantes (Alexander, 1993). Os análogos em afloramentos são mais utilizados e visam obter informações dos dados geométricos de subsuperfície (Howell *et al.*, 2014).

Diversos fatores influenciam no reconhecimento dos reservatórios. Os análogos permitem reconhecer e analisar as heterogeneidades que afetam o fluxo de fluidos o interior do reservatório nas diversas escalas em que ocorrem. As heterogeneidades ocorrem em escalas microscópicas, mesoscópicas, macroscópicas e megascópicas (figura 9) (Cosentino, 2001, Slatt, 2006).



## ESCALA DE HETEROGENEIDADE EM RESERVATÓRIO

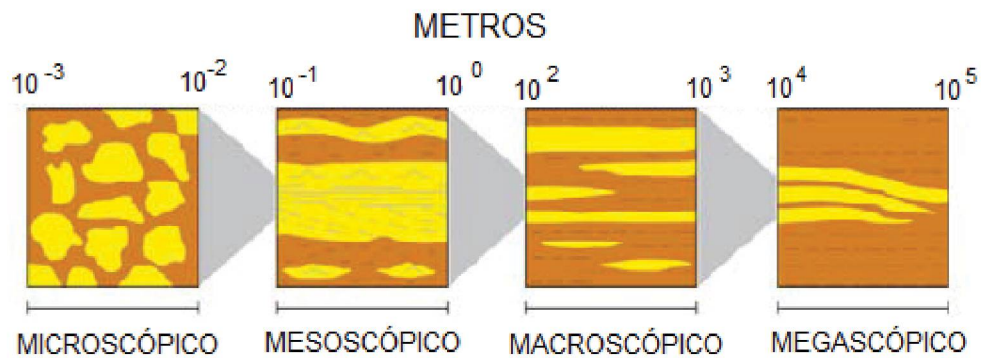


Figura 9: Classificação de heterogeneidade em reservatório de acordo com a escala (Adaptado de Slatt, 2006).

Em escalas microscópicas, as heterogeneidades são relacionadas aos poros, à segregação granular, contato e tipo dos grãos, que controlam a permeabilidade. Heterogeneidades mesoscópicas são comparáveis à escala de testemunhos e afloramento. As de escalas macroscópicas são associadas à correlação entre poços e assim a continuidade ou descontinuidade lateral. Heterogeneidades megascópicas abrangem a geometria e arquitetura dos reservatórios, definidas a partir de sísmicas 2D e 3D, correlação de poços e mapeamento regional para a caracterização do sistema deposicional (Cosentino, 2001, Slatt, 2006).

Este trabalho aborda os análogos de reservatório de escala microscópica em relação à descrição de lâminas e a avaliação da permeabilidade, mesoscópicas e macroscópicas a partir da descrição de testemunhos e afloramentos.

### 2.4 Petrofísica

Os dados petrofísicos são de grande importância para estudos de reservatórios. Duas propriedades de escala microscópica, como porosidade e permeabilidade, controlam o armazenamento e fluxo dos fluidos em um reservatório, e assim definem a qualidade do reservatório (Slatt, 2006).

#### 2.4.1 Porosidade

A porosidade consiste no volume de poro por unidade de volume. Corresponde a fração do volume total da amostra ocupado por vazios, incluindo cavidades e fraturas, nomeados de porosidade absoluta (Chilingar *et al.* 2005). A porosidade efetiva, por sua vez, considera apenas o volume associado aos poros interconectados, isso é, o poro disponível para a movimentação dos fluidos.

A porosidade pode também ser classificada como primária e secundária. A porosidade primária considera o espaço poroso formado no momento da deposição, sedimentação. A porosidade secundária consiste na porosidade pós-deposicional, resultado de processos de soterramento, dissolução, recristalização e fraturas (Halliburton, 2001).

#### 2.4.2 Permeabilidade

A permeabilidade consiste na capacidade de uma rocha conduzir fluidos através dos seus poros interconectados (Cosentino, 2001) ou fraturas (Schlumberger, 1989). Essa propriedade petrofísica é uma das variáveis mais importantes para o estudo de hidrocarbonetos. Sua unidade é em darcy, sendo usualmente indicada em milidarcy (mD).

A taxa volumétrica do fluxo é proporcional ao gradiente de pressão, de acordo com a lei de Darcy (2):

$$Q = k \left( \frac{A \Delta p}{\mu L} \right) \quad (2)$$

Onde Q representa a taxa do fluxo em (m<sup>3</sup>/s), A representa a área da seção (m<sup>2</sup>),  $\mu$  representa a viscosidade dinâmica (Pa.s),  $\Delta p$  representa o gradiente de pressão ao longo do comprimento (Pa/m), e k representa a permeabilidade (Chilingar *et al.*, 2005).

Para determinar a permeabilidade é necessário conhecer diversos fatores como tamanho e formato da formação, propriedade de pressão exercida nos fluidos e a quantidade de fluxo no fluido (Halliburton, 2001). As variações da permeabilidade ocorrem em diferentes escalas, em microescala, a permeabilidade é referente aos poros (micrometros), em mesoescala (centímetros a metros), as variações de permeabilidade ocorrem por segregação granulométrica, quantidade e tipo de argila presente, alterações diagenéticas e estruturas sedimentares. Esse tipo de escala de permeabilidade é analisado durante estudos em testemunhos, nas descrições de litofácies. A macroescala está relacionada à associação de fácies e a representação no sistema deposicional (Bryant & Flint, 1993).

As classificações de permeabilidade variam entre absoluta, efetiva e relativa. A permeabilidade absoluta consiste na capacidade do meio poroso transmitir fluidos em meios saturados por somente uma fase de fluidos. A permeabilidade efetiva está na capacidade de escoamento de uma fase fluida em presença de outras fases. Dessa forma a permeabilidade efetiva é sempre menor que a absoluta. A permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva do fluido e a permeabilidade absoluta da rocha (Cosentino, 2001, Flores *et al.*, 2006).

## 2.5 Geoquímica

A utilização de concentrações elementares de rocha total permite a caracterização e correlação de rochas sedimentares. Dados geoquímicos são amplamente utilizados na caracterização de intemperismo, ambiente tectônico, proveniência sedimentar e classificação das rochas (Taylor & McLennan (1985), Herron (1988), Moradi *et al.* (2016) e Wang *et al.* (2013).

Para a caracterização de rochas reservatórios, o estudo geoquímico permite agrupar as fácies presentes e as características particulares de cada grupo (Zhang *et al.*, 2018). O uso do perfil geoquímico de elementos maiores permite avaliar a variação composicional da seção sedimentar e indica as fácies mais homogêneas em questão de composição. Através da utilização do diagrama de Harker (1909) é possível avaliar o grau de maturidade química dos sedimentos e rochas.

O uso da concentração elementos maiores e traço permite a construção de gráficos ternários e perfis que informam a litologia, qualidade do reservatório e intemperismo (MacDonald *et al.*, 2010).

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### **Variation of petrophysical and geochemical properties analogs reservoirs facies of Itararé Group, Paraná Basin**

##### 3.1 ABSTRACT

Since many reservoirs do not allow direct observation due to their depth and/or difficulty of sampling, studies of analogs have been commonly used as a tool to understand the spatial distribution of reservoir properties. The Paraná Basin is 1.6 million km<sup>2</sup> large and has two known petroleum systems. However, there are only 124 irregularly distributed wells drilled in the basin, among which 22 contain gas or oil traces, 10 have sub commercial accumulations. The Barra Bonita field in central Paraná state is the only producing field so far discovered. Although there are numerous indications of oil, the Paraná Basin is still little explored, but very promising. The Carboniferous Itararé Group, due to the exploration history, is the best exploratory target in the basin because it has thick intervals of sandstones with moderate to good reservoir quality and also because it often lies directly on gas-prone source rocks of the Devonian Ponta Grossa Formation. In order to increase knowledge about Itararé Group reservoirs, as well as to better understand its heterogeneities, this study aims to integrate petrophysical data with facies and facies associations using both outcrop and cores from shallow wells in the region of Mafra and Doutor Pedrinho, Santa Catarina. By doing this it is expected to fill a gap of quantitative data in former previous on reservoir analogs in the Itararé Group. Cores and outcrops were analyzed in sandstones in order to integrate surface and subsurface data, and to understand the lateral continuity according to stratigraphic correlations. Equipment such as gamma-ray spectrometer, portable x-ray fluorescence, and a minipermeameter were used for the acquisition of quantitative data. Sedimentological description of cores and outcrops as well as thin section description were also carried out. The facies with the greatest potential reservoir are Sm and Sg, massive and graded sandstones and predominance of medium to fine grain size. These facies have high permeability values. In outcrop in Rio dos Cedros, the Sg facies presents the best reservoir properties such as secondary porosity of 32% and average permeability of 1439 mD. The interval of this facies has extensive lateral continuity in the basin scale. When compared to the outcrop in Doutor Pedrinho, this same facies does not have lateral continuity and the permeability values are low



when compared. The geochemical data allowed evaluating the gamma-ray variation in relation to chemical elements, such as iron oxide. In outcrop, The API radiation is higher in relation to the cores, as well as  $\text{Al}_2\text{O}_3$  and  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . These values are related to the large amount of intraclasts and cementation by iron oxides-hydroxides. Despite in the great amount of iron presents in the Rio dos Cedros samples, the porosity is mainly secondary, generated by the dissolution of feldspars. The correlation between the cores and outcrops allowed the evaluation of the influences of mass transport deposits in the petrophysical properties of sandstones. In cores, sandstones interspersed with these deposits have high permeability, but it is not possible to evaluate the continuity of these sandstone packages. In outcrops it was possible to observe that these deposits affect lateral continuity, permeability and porosity. We conclude that the best reservoir facies in the Itararé Group will be associated with sites within the basin that are away from the slope region and the influence of mass-transport processes.

**Key-words:** petrography, geochemistry; turbidite facies; mass-transport deposits; reservoir heterogeneity.

### 3.2 Introduction

Outcrop analogs are widely used to understand the spatial distribution of reservoir properties since many prospects and producing fields do not allow direct interpretation because of their depth and/or difficulty in sampling. Analogs are used to develop a geological conceptual model and create three-dimensional models of the reservoir properties for more accurate representations in the subsurface (Howell et al. 2014). This helps to determine the volume, character and distribution of the rocks that form a reservoir, as well as their heterogeneities and the amount of recoverable hydrocarbon (Alexander, 1993). The distribution of properties such as porosity and permeability in reservoirs varies according to their internal heterogeneities and discontinuities generated during the depositional and post-depositional processes. The recognition of the main characteristics of analog reservoir facies, architecture and geometry contribute to better estimates of reserves and modes of exploitation (Alexander, 1993).

Two oil systems with potential for generation and accumulation of hydrocarbons in the Paraná Basin have been identified, however their exploitation is still very incipient with only one commercial accumulation. The investigation of the petroleum potential of the Paraná Basin began at the end of the 19th century when asphaltic sandstones were identified in the



Pirambóia Formation, São Bento Group, in the city of Bofete, State of São Paulo (Araújo *et al.*, 2004). However it was only in 1996 that Petrobras made its first commercial discovery in the Barra Bonita gas field and the accumulation of Mato Rico. Currently there are only 124 drilled and irregularly distributed wells, 30,000 km of 2-D seismic lines and 171 km<sup>2</sup> of 3-D seismic lines. Of all the wells, 22 contain gas or oil traces, 10 with sub-commercial accumulations and the Barra Bonita field is the only one with two producing wells (Petersohn, 2008). Among the recognized petroleum systems in the basin are Ponta Grossa-Itararé and Irati- Pirambóia (Arthur and Soares, 2002).

Despite numerous indications of oil and several sub-commercial accumulations, the Paraná Basin has significant unexplored potential. Due to the exploration history, the Itararé Group is the best exploratory target of the basin since it has thick intervals of sandstones with good quality for reservoir and direct contact with shales of the Ponta Grossa Formation (França and Potter, 1991). Characterized by high complexity in relation to several depositional processes resulting on high heterogeneity in the facies distribution and low lateral continuity of the lithotypes, the Itararé Group is still little studied in relation to its reservoir potential.

The properties of glacial reservoirs vary according to the type of sedimentary basin, from provenance and transport. Glaciogenic deposits occur in several areas of the world and are important reservoirs of hydrocarbons ranging from the Neoproterozoic to Pleistocene (Huuse *et al.*, 2012). A common feature among these deposits are the deformations generated by glaciotectonic (Brodzikowski and van Loon, 1991) and heterogeneities. These deposits are complex and have a difficult prediction in relation to the best reservoir facies. The Itararé Group is one of the world's best examples of glacial-influenced reservoirs (Huuse *et al.*, 2012)

There are few studies on the relationship between depositional aspects and petrophysical properties (França and Potter, 1988, 1989, 1991, Vesely 2006, Vesely *et al.*, 2007). The Campo Mourão and Taciba formations, classified by several authors as reservoir analogs of the Itararé Group (Aquino *et al.*, 2016, Fielding *et al.*, 2012, Huuse *et al.*, 2012, Potter *et al.*, 1995, Eyles *et al.*, 1995), have petrophysical data, such as porosity and permeability, collected only in deep exploration wells drilled by Petrobras and Paulipetro.

In order to increase knowledge about the potential reservoir of Itararé Group, this study aims to fill the gaps in understanding heterogeneities and quantitative data in similar

reservoir studies. This study will also address the correlation between petrophysical data, facies and facies associations in Campo Mourão and Taciba Formations, in southern Brazil.

### 3.3 Geological Context

The Paraná Basin is an South America intracratonic basin with vast sedimentation over Argentina, Uruguay and Paraguay covering an area of approximately 1,600,00 km<sup>2</sup>. The Basin presents a polycyclic tectono-sedimentary evolution and has a sedimentary-magmatic succession between early Ordovician and early Cretaceous (Milani, 2004). The Basin's evolution is related to the stability of the South American Platform after metamorphic and magmatic events of the Brazilian Cycle (Almeida and Hasui, 1984).

The basin has two depositional cycles separated by erosive discordance. The first cycle is composed of Siluro-Devonian deposits of the Paraná Group and the second cycle is equivalent to the Permo-Carboniferous of the Itararé, Guatá and Passa Dois groups. The Itararé Group was deposited during the Early-Paleozoic glaciation and presents essentially retrogradational stratigraphic stacking represented by sandy intervals at the base and pelitic intervals at the top (França and Potter, 1988, Vesely and Assine, 2004). The thicknesses of the glacier-influenced deposits reach more than 1300 m and are composed of marine deposits such as turbidites, mass transport deposits, outwash and fan facies (Schneider *et al.*, 1974; França and Potter, 1988; Eyles, 1993; Vesely and Assine, 2004). Schneider *et al.* (1974), through outcrop data, subdivided the Itararé Group into the Campo do Tenente, Mafra and Rio do Sul formations.

França and Potter (1988), based on well data, subdivided the Itararé Group into the Lagoa Azul, Campo Mourão and Taciba formations. The Lagoa Azul Formation constitutes the basal section of the Itararé Group, above the crystalline basement. The formation is composed of two members, Cuiabá Paulista and Tarabaí. The Cuiabá Paulista member is composed of well sorted medium- to fine grain sandstones well sorted, with common occurrences of pyrite and other heavy minerals. These sandstones show low permeability due to intense cementation. The Tarabaí member is composed of siltstones and mudstones with occurrences of sandy bodies up to 25 meters thick, locally containing granite pebbles.

The Campo Mourão Formation consists of sandstones, siltstones, shales and mudstones. The predominant sandstones are medium- to coarse grain size with presence of shale clasts and oriented intraclasts of clays. There are also conglomerates with pebbles, cobbles and conglomeratic sandstones. The maximum thickness of the formation is 927 meters in the southeast region of São Paulo State. The Lontras member is related to the top of

the Campo Mourão Formation, consisting of black-gray shales and dark shales (França and Potter, 1988)

The Taciba Formation constitutes the upper part of Itararé Group and is composed of mudstones, sandstones, shales and siltstones. It is subdivided into Rio Segredo, Chapéu do Sol and Rio do Sul members. Rio Segredo has a predominant member lithology of massive sandstone of medium- to coarse grain size. There are also fine to very fine sandstones with cross-bedding lamination and micro-faults. Chapéu do Sol member is composed of mudstones and dark gray shales with pyrite nodules and granite pebbles. The occurrence of sandstones is rare.

The Itararé Group sandstones were classified into two groups by França and Potter (1991) based on the gamma ray response. The first group has natural gamma ray values lower than 50 API (American Petroleum Institute). The second group has values greater than 50 API. The first group of sandstones has high clay content and low or absent secondary porosity, only containing primary porosity. The second group contains low clay content and total porosity around 30%, predominantly intergranular secondary porosity of the intergranular type formed by dissolution of early carbonaceous cement. The second group was characterized as a potential reservoir by the authors. The Campo Mourão Formation and Rio Segredo Member present a large volume of reservoirs (França and Potter, 1989).

The analyzed cores (RB3, TC4 and BR5) were previously described in Weinschutz and Castro (2004, 2005, 2006) and are located at Mafra and Doutor Pedrinho areas in Santa Catarina, in the southeast region of Paraná Basin in the Itararé Group (Fig. 10). The RB3 core, drilled southwest of the city of Mafra, is approximately 60 m deep. This core has extensive sandy bodies which are interpreted as deposits from decelerations of turbidite currents. The base of the core consists of rhythmites, interpreted as a lacustrine-glacial substrate where turbidite system was deposited (Weinschutz and Castro, 2006).

The TC4 core, drilled in the Contestado University (CENPÁLEO-UNC), is 81m deep and was drilled from the Campo Mourão Formation, 15 km from the RB3 well. Two levels of sandstones were differentiated. The lower level was interpreted as deltaic under glacial influence and the upper level as fluvial to deltaic cycle. The top of the core is marked by black Lontras shales formed by transgressive marine processes, according to Weinschutz and Castro (2005).

The BR5 core was drilled 3 km southeast of well TC4 from the Campo Mourão Formation. It is 51m thick and presents two successions of ascending fining upward of



sandstones-diamictites-rhythmites interpreted as events of deglaciation (Weinschutz and Castro, 2005).

The Doutor Pedrinho region of the Itararé Group was subdivided by D'Ávila (2009) into four depositional sequences. Through new mapping in the area Aquino (2015) re-subdivided into three sequences. Figure 11 indicates the three sequences in the Doutor Pedrinho area. Sequence 1 consists of 30 meters of diamictites interspersed with shales rich in dropstones. Above this unit, re-sedimentary diamictites of up to 80 meters of thick occur.

Sequence 2 has abrupt and erosive contact with Sequence 1 and corresponds to conglomerates and sandstones up to 30 meters thick (Fig. 11 B). The top of this sequence consists of Lontras shale. Sequence 2 corresponds with the top of Campo Mourão Formation. Sequence 3 corresponds to intercalations of sandstones and shales (Fig. 11B), interpreted as turbidites, positioned in the Taciba Formation.

The outcrops described in this study are at Sequence 2 (Aquino et al, 2016) stratigraphic level in the Doutor Pedrinho and Rio dos Cedros in Campo Mourão Formation (Fig. 11B). The cores used in this study are located in Campo Mourao and Taciba Formations (Weinschutz and Castro, 2004, 2005, 2006).



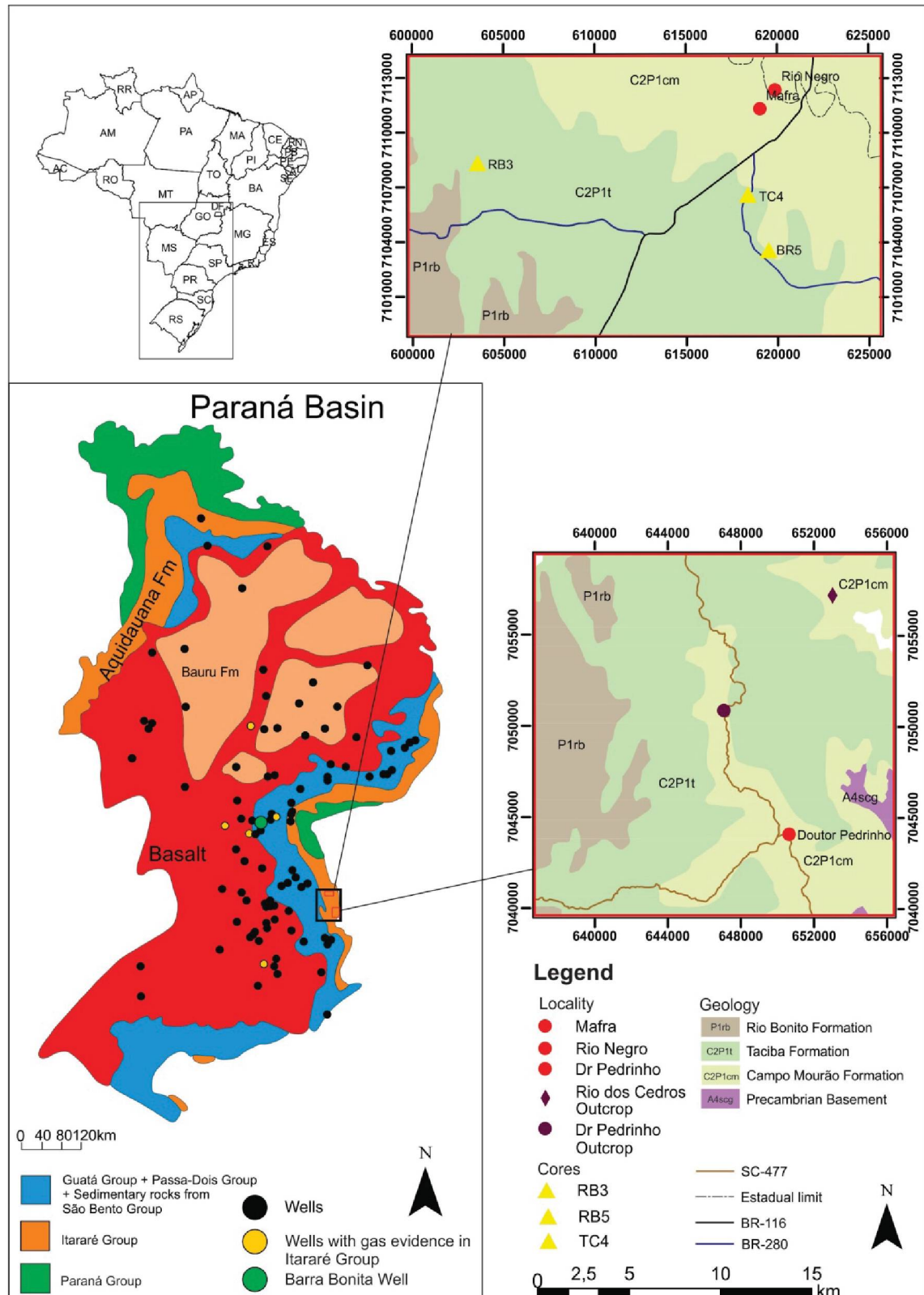


Figure 10: Study area in relation to Paraná Basin.

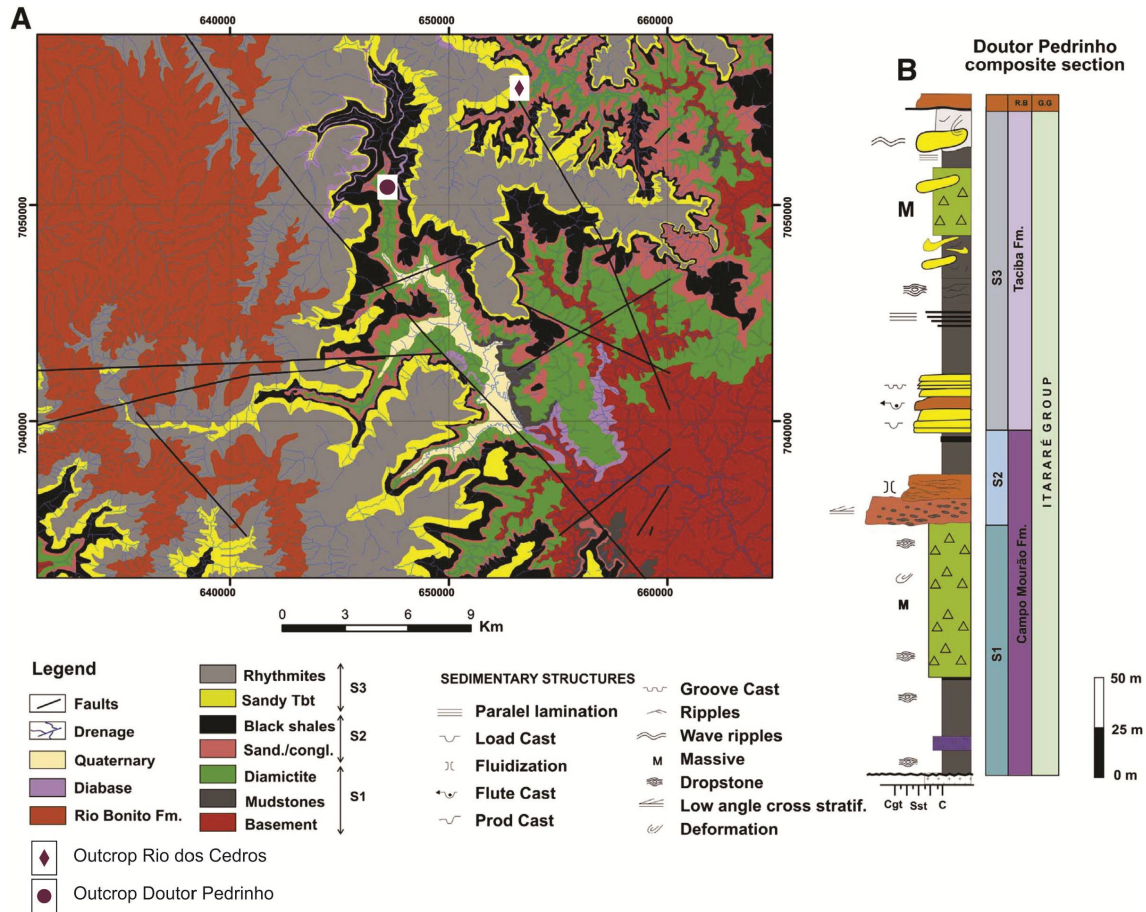


Figure 11: A-) Geological map of Doutor Pedrinho region B-) Doutor Pedrinho composite section. Modified from Valdez *et al.* (2017).

### 3.4 Material and Methods

This study was based on the analysis and facies descriptions of 3 cores, total length of 177.8 meters, located in Mafra-SC and 2 outcrops in Doutor Pedrinho and Rio dos Cedros-SC regions (Fig. 10). The facies code was assigned from the classification of Eyles *et al.* (1983).

The petrophysical analysis was divided in three: 1) Quantification of the radioactive elements using the portable RS-230 BGO Super Spec gamma spectrometer; 2) Estimation of the permeability using the portable TinyPerm 2, Vindium Engineering air permeameter; 3) Evaluation of the porosity and diagenetic constituents using blue resin impregnated thin sections.

Gamma-ray and permeability values were obtained from 30 cm intervals along the cores and outcrops. The reading of the radiation emitted by the element U, K and Th was made with the use of portable *RS-230 BGO Super-SPEC*. The reading was performed for 120 seconds while the equipment remained in contact with the samples. The values of gamma-ray have been converted to API, reference measurement established by the University of Houston,

Texas, through the uranium, thorium and potassium components,  $API = 4Th + 8U + 16K$  (Ellis and Singer, 2008).

The permeability data were acquired through the portable air permeameter *TinyPerm II*, Vindum Engineering, Inc. The permeability value is provided in dimensionless format. Such a measure was subsequently converted into millidarcy by the calibration equation (1) provided by the manufacturer:

$$T = -0,8206 \log_{10}(k) + 12,8737 \quad (1).$$

T is the value provided by the equipment, k is the permeability value of each point was considered by the average of 3 readings from the same site. For the lower limit of measurement was used the recommendation of Filomena et al. (2014), based on studies carried out with the equipment of the same manufacturer, with the waiting time of up to 5 minutes for equipment pressure stabilization, corresponding to the equipment detection limit of 9 mD.

The characterization of diagenetic constituents and porosity were performed in seven thin sections of samples collected in outcrops. The thin sections were made in LAMIR (Laboratory of Analysis of Minerals and Industrial Rocks) at Federal University of Paraná, Brazil. The porosity quantification was obtained by the counting of 300 points.

The cores and outcrops were submitted to x-ray fluorescence (FRX) analysis using a portable equipment *XL3T Niton Thermo* at the field. The equipment provides semi-quantitative results of major elements such as oxides  $SiO_2$ ,  $Al_2O_3$ ,  $TiO_2$ ,  $Fe_2O_3$  and  $K_2O$ . Samples were analyzed from the *XL3T Niton Thermo* contact for 120 seconds in *Test All Geo* mode.

### 3.5 Results

#### 3.5.1 Stratigraphy: facies and facies associations

Fifteen sedimentary facies including conglomerates, sandstones, shales, rhythmites, heterolithic and diamictites were identified based on the description of three cores and two outcrops. The photographic compositional of Doutor Pedrinho outcrop and the recurrent facies are identified in figure 26 A and B (Anexo 1). The general image of Rio dos Cedros outcrop is shown in figure 27 (Anexo 2). Table 2 shows the described facies, their corresponding acronyms and their respective depositional interpretation. Four facies associations were grouped according to the dominant process and the stacking pattern interpreted. Being denominated associations A, B, C and D (table 3).



Table 2: Description facies and interpretation

<b>Facies</b>	<b>Rock Type</b>	<b>Description</b>	<b>Interpretation</b>
<b>Gm</b>	Massive conglomerate	Massive conglomerates; subangular polymitic clasts; gravel sandy matrix	Hyperconcentrated density flows
<b>Gg</b>	Normal grained conglomerate	Polymictic Conglomerate, normal grading to medium sandstones; massive; sandy clasts	High density turbidity currents
<b>Gh</b>	Stratified conglomerate	Polymictic stratified conglomerate; normal grading to coarse sandstone; sandy matrix; angular to rounded clasts	High density turbidity currents
<b>Gmm</b>	Muddy matrix conglomerate	Massive conglomerate; subangular polymitic clasts; muddy matrix	Debris flow
<b>Sm</b>	Massive Sandstone	Fine to very fine sandstone; massive with occurrences of medium and homogeneous sand; rare occurrence of intraclasts	Low density turbidity currents
<b>Sg</b>	Normal grained sandstone	Sandstones grading from gravel to very fine grain size; cross lamination; shale intraclasts; clay slides; overload structure	Low density turbidity currents
<b>Sr</b>	Low-angle cross lamination sandstone	Sandstones grading from medium to very fine grain size; cross lamination; clay laminations; overload structure	Low density turbidity currents
<b>Si</b>	Inverse grained sandstone	Fine sandstone with inverse gradation to conglomerate; presence of cross-lamination as granulometry increases	High density turbidity currents
<b>Sgi</b>	Normal graded sandstone with intraclasts	Sandstone grading from coarse to fine grain size with angular rhythmic intraclasts	High density turbidity currents



<b>Fm</b>	Shale	Black shale with restricted occurrences of folds up to 5 cm thick	Fine settling
<b>Fl</b>	Laminated siltstone	Gray siltstone laminated	Low density turbidity currents
<b>Rl</b>	Rhythmite	Rhythmite composed of clay/silt and sand intercalation. In sandy portions occurs climbing-ripples, dropstones and levels of concentrated millimeter clasts	Low density turbidity currents associated with ice-rafted debris
<b>Hsm</b>	Heterolith	Heterolith formed by clay at the top and sand at the base through fluidization generating pillar structures at the top and ball-and-pillow at the base	Low density turbidity currents
<b>Dm</b>	Diamictite	Massive diamictites with angular and round polymictic clasts, millimetric to metric; silty matrix; faults and folds occur	Deposition by subaquatic mass transport deposits
<b>Ds</b>	Stratified heterogeneous diamictites	Stratified heterogeneous diamictites with sandstones and conglomerate clasts deformed; muddy matrix; deformed sandstone inclusions; fluidization	Slumps and cohesive debris flow

Table 3: Facies and facies association

Association	Facies	Interpretation
A	Gh, Gm, Gg, Sg, Sgi, Sm, Si, Fl	High density turbidity currents (Lowe, 1982)
B	Sg, Sr, Sm, Hsm	Low density turbidity currents (Lowe, 1982)
C	Fm, Rl, Dm	Fine settling and low-density turbidity currents
D	Ds, Gmm	Slump and cohesive debris flow

**Association A:** Composed of sandstones and conglomerates, this association has vertical pattern of fining upward to fine sandstone. The sequence thickness varies from 1 to 10 meters, often the base of this sequence is composed of medium sand. In this association, fine sandstones with clays laminations and the presence of intraclasts, Sg (Fig. 12 A, B, C, D and G), Sgi (Fig. 12 I) and Sm facies. Thin sandstones with inverse gradation also occur with conglomerate with cross-lamination in the medium sandstone portions denominates as Si facies (Fig. 12 E and F). The conglomerates (Gh, Gm, Gg) have erosive contact at the base, polymictic clasts and are supported matrix (Fig. 12 H). This association of facies is interpreted as turbidity from high to low density (Lowe, 1982).

**Association B:** Composed of sandstones of normal gradation, from gravel to fine sandstones, the association of facies B has cross-laminations in the medium sandstones, occurrence of clay slides, clay intraclasts and overload structures associated with clay lenses (Sg) (Fig. 12 B and C). There is also cross-bedding lamination interspersed with clays. Sm facies is composed of massive sandstones with rare occurrences of intraclasts (Fig. 12 B). The heterolithic facies (Hsm) is formed by clay at the top and sand the base by fluidization, with the presence of pillar structures at the top and Ball-and-pillow at the base. The facies association B is arranged gradually on the association A. The facies that compose this association are Sg, Sr, Sm. They are associated with low density turbidite (Lowe, 1982).

**Association C:** association composed of pelitic rocks with intercalations of fine sandstones. There are shales, rhythmites and diamictites arranged on association B and are overlapped by association A. The facies that compose this association are Fm, Rl e Dm.. The rhythmite (Rl) is composed of intercalated slabs of clay/silt and very fine sand. In the sandy portions occur climbing ripples. Dropstones are common in rhythmites. The diamictites (Dm) are massive, composed of silty matrix and clasts of varied protholiths (Fig. 13 E and F). The shales (Fm) present in the cores are black and have restricted occurrence of folds up to 5cm (Fig 13G). This association of facies is related to moments of low energy with decanting of fine sediments, sometimes with the presence of small turbidite flows that generate the rhythmites. The diamictites are related to the distal area of the depositional system with the presence of rain-out.

**Association D:** Composed of diamictites and conglomerates. The diamictites (Ds) are stratified, heterogeneous, with presence of sand, conglomerates and other polymictic clasts (Fig. 13 H and I). The matrix is composed of silt. Fluidization structures and deformations are recurrent in the facies. The conglomerate is matrix-supported (Gmm), composed of matrix

clay and polymictic clasts (Fig. 13 J). The lateral variation of the conglomerate occurs amalgamated by overload processes. The facies that composes this association are related with slumps process and debris flow. The association D has occurrence over associations A and C in the cores TC4, BR5 and Doutor Pedrinho outcrop.



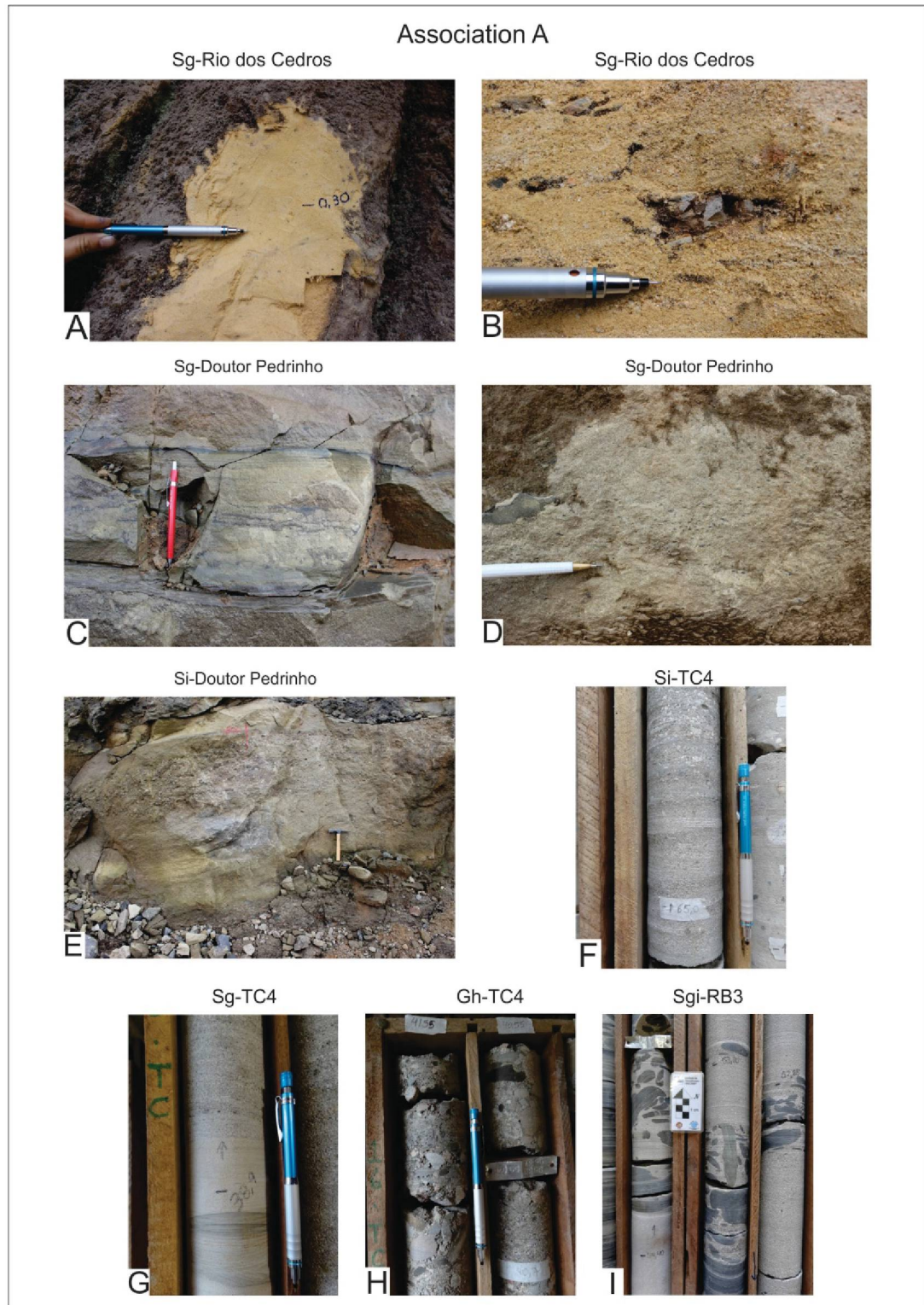


Figure 12: Association A panel. A-) Detail of Sg facies in Rio dos Cedros outcrop. B-) Intraclasts in Sg facies. C-) Clay slides in Sg facies in Doutor Pedrinho outcrop. D-) Intraclasts in Sg facies. E-) Sg facies in Doutor Pedrinho. F-) Si facies in TC4 core. G-)Detail of the top of facies Sg in TC4 core with presence of intraclasts. H-) Conglomeratic facies en TC4 core. I-) Sgi facies with intraclasts of rhythmites



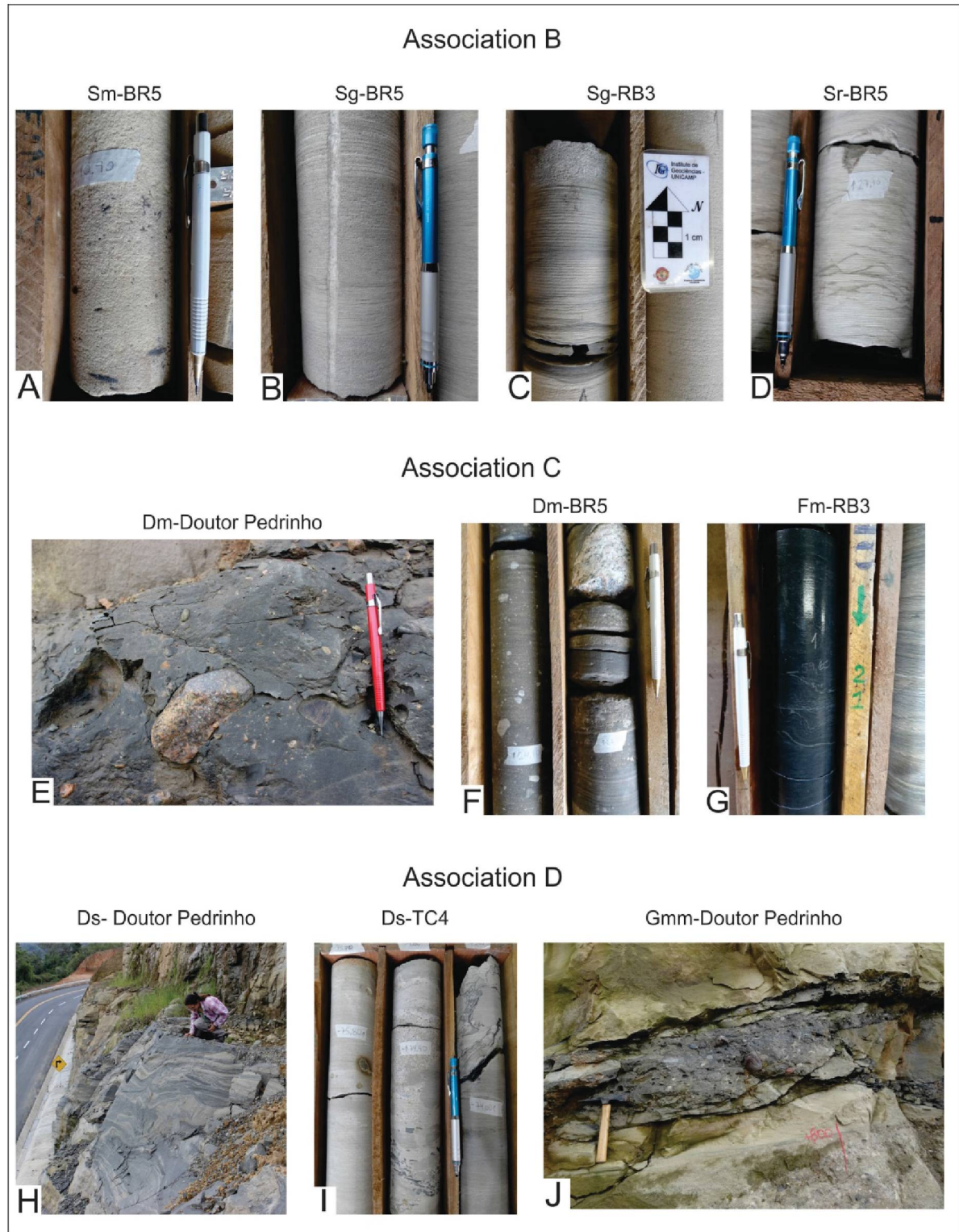


Figure 13: Association B, C and D panel. A-) Intraclasts in Sm facies. B-) Sg facies with granulometry variation. C-) Clay slides in Sg facies. D-) Clay slides in Sr facies. E-) Dm facies in Doutor Pedrinho. F-) Sm facies in BR5 core. G-) Fm facies in RB3 core. H-) Fluidization structure in Dm facies. I-) Ds facies in TC4 core. J-) Gmm facies.

### 3.5.2 Petrophysics

Petrophysical data were obtained using portables equipment's as gamma-ray spectrometer and permeameter from cores and outcrops and are presented as averages and standard deviation by facies (table 4). The petrophysical profiles correlated to the stratigraphic columns are presented in figures 16 to 20. Porosity values, from petrography analysis, include sandstones facies Sm, Sg and Si.

Table 4: Facies in relation to U (ppm), Th(ppm), K(%), API, permeability (mD) and N (number of occurrences of facies)

	U (ppm)			Th (ppm)			K (%)			K (mD)			N
Facies	Average	Max	Min	Average	Max	Min	Average	Max	Min	Average	Max	Min	
Gm	2,3	3,3	1,7	8,4	13,8	2,5	2,0	3,3	1,3	78,3	352,7	8,8	5
Gg	3,1	3,9	2,3	9,2	13,2	5,4	2,2	3,0	1,2	7,8	8,8	3,8	5
Gh	2,5	3,0	2,2	6,1	6,6	5,4	1,3	1,4	1,0	123,9	549,9	6,6	8
Gmm	3,9	3,9	3,9	13,7	13,7	13,7	3,2	3,2	3,2	68,0	68,0	68,0	1
Sm	2,4	4,8	1,4	5,6	11,3	2,7	1,2	2,2	1,0	67,7	336,6	7,4	79
Sg	2,3	4,7	1,2	6,1	15,9	4,2	1,3	3,2	1,0	222,1	8722,7	2,6	238
Sr	2,3	3,5	1,5	5,7	7,4	4,2	1,2	1,5	1,0	19,6	176,5	2,6	81
Si	2,8	3,4	2,2	9,6	14,9	5,6	2,3	3,4	1,1	82,4	254,2	3,2	7
Sgi	2,3	2,8	2,1	5,9	6,8	5,3	1,2	1,3	1,1	105,4	214,8	6,6	10
Fm	2,7	3,2	2,1	6,0	6,8	5,4	1,3	1,5	1,2	8,1	8,8	4,9	6
Fl	2,5	2,5	2,5	5,6	5,6	5,6	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1
Rl	2,2	2,8	1,7	6,1	7,2	5,3	1,2	1,4	1,0	43,7	318,2	4,7	14
Hsm	2,5	2,8	2,2	5,6	6,7	4,7	1,4	1,5	1,4	9,7	11,6	8,8	3
Dm	3,1	4,3	2,1	10,5	17,8	4,9	2,1	3,2	1,1	9,0	13,7	7,4	19
Ds	2,6	4,9	1,6	6,7	14,7	4,2	1,4	3,3	0,7	21,5	500,0	1,4	131

### 3.5.3 Gama-ray spectroscopy

Among the analyzed facies, the facies with highest average uranium concentrations occur in the conglomerates (Gg) and the diamictites (Dm), with 3.1 ppm. Theses facies have clasts of varied protoliths as constituents. The lowest concentrations occur in the facies Rl, 2.2 ppm.

The highest mean concentrations of thorium occur in the facies Dm, 10.5 ppm, Si 9.6 ppm and Gg, 9.2 ppm. The lowest concentrations occur in the facies Sm, Fl and Hsm with values equivalent to 5.6 ppm. In relation to potassium, the Gmm facies has value of 3.2%. The facies Si, Gg, Dm and Gm have a high value, around 2%. Sandy (Sm, Sg, and Sr) and clayey (Fm and Rl) facies have values between 1.2 and 1.3%.

Conglomerate facies Gm, Gg, Si and diamictites (Dm) have high API mean values however they show high dispersion (Fig. 14). The lowest API values occur in the facies Sr, Sgi, Sm, Rl, Fl, with the predominance of sandstones and siltstones. Facies Sg has wide variation in the measured values (Fig. 14) as seen in Rio dos Cedros profile (Fig. 17), between meters 3 and 4, it is possible to verify this variation, with higher values at the conglomeratic base of the sequence. The API values decrease when granulometry varies until fine sandstones. In Doutor Pedrinho (Fig. 16), between meters 15 to 17, the increase in API values is inversely proportional to the decrease in particle size.

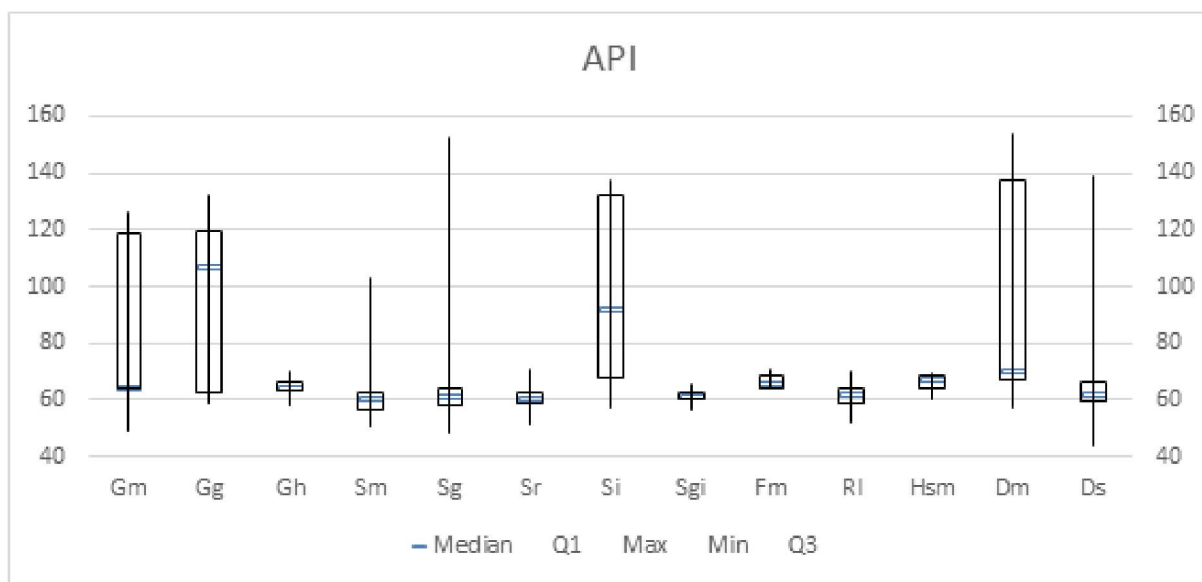


Figure 14: Box Splot dos valores API em relação as fácies. As maiores dispersões ocorrem nas fácies Sg, Ds, Dm, Gm e Gg e Si.

### 3.5.4 Permeability

Based on the average permeability values and the profiles obtained in outcrops and cores (Figs. 7 to 11), it was possible to identify the facies with higher reservoir potential. The acquired permeability values are considered good and excellent according to Hyne (2001) although the values have limitations due the reduced readings numbers of outcrop relative to cores. The facies Sg has an average permeability of 222 mD, with a maximum value equivalent to 8723 mD, at Rio do Cedros outcrop (Fig. 17), presenting the greatest dispersion among the measured facies (Fig. 15). The facies Gh, Sgi, Gm, Si, have permeability averages

values 124 and 78 mD, in the cores and outcrops (Fig. 15). In the massive conglomerate facies (Gmm), massive sandstones (Sm), rhythmites (Rl), stratified diamictite (Ds) and fine sandstones (Sr) showed values ranging from 68 to 20 mD. The heterolithic facies, massive diamictites (Dm), shale (Fm), conglomerate (Gg), siltstone (Fl) obtained averages smaller than the limits of detection, the values considered for these facies is less than 9 mD.

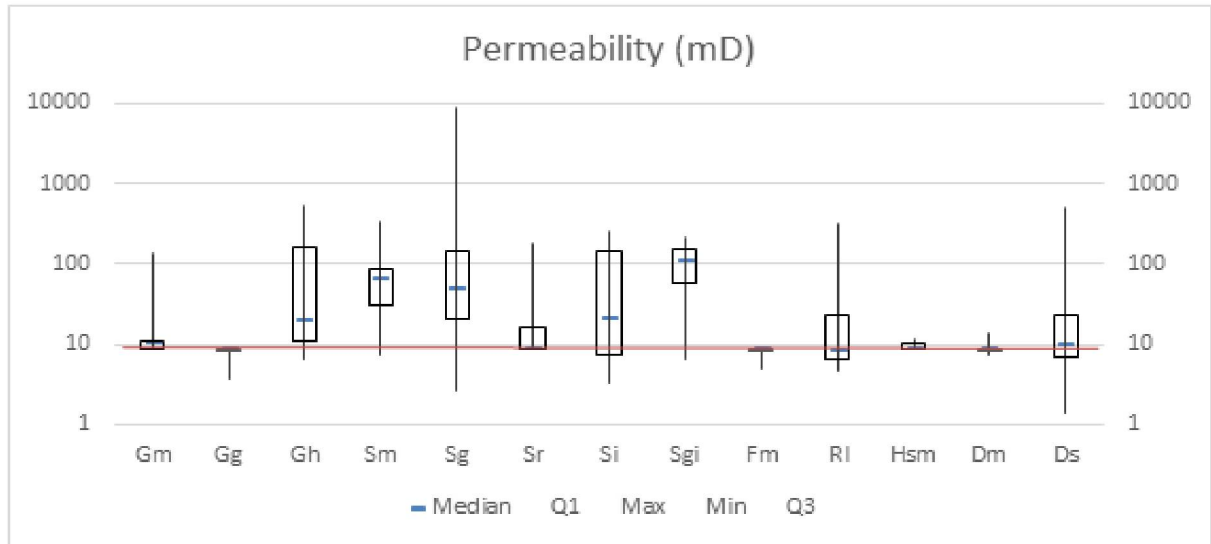


Figure 15: Box Splot dos valores de permeabilidade em relação as fácies, a linha em vermelho representa o limite de detecção do equipamento (9 mD).



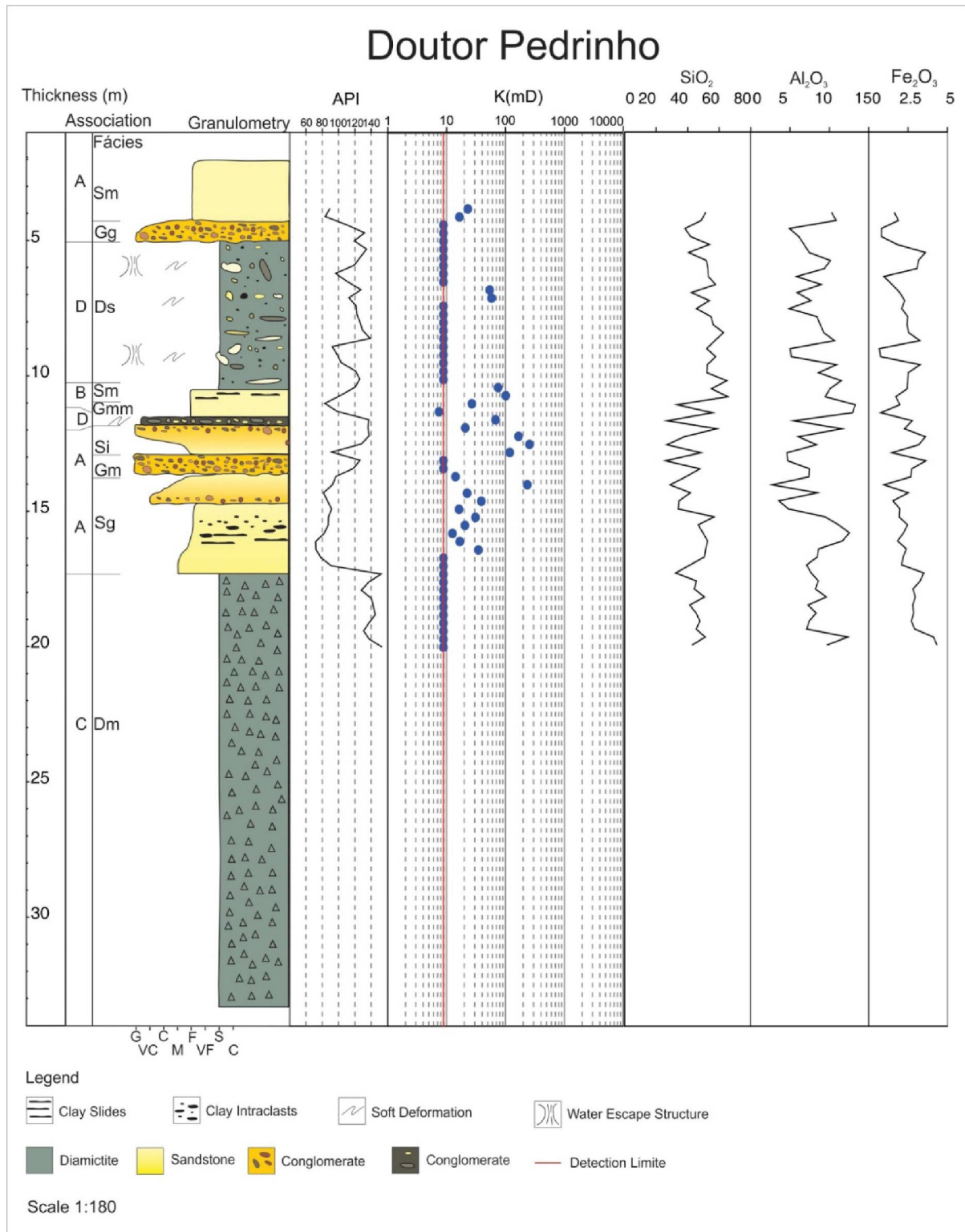


Figure 16: Profile Doutor Pedrinho outcrop compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD).

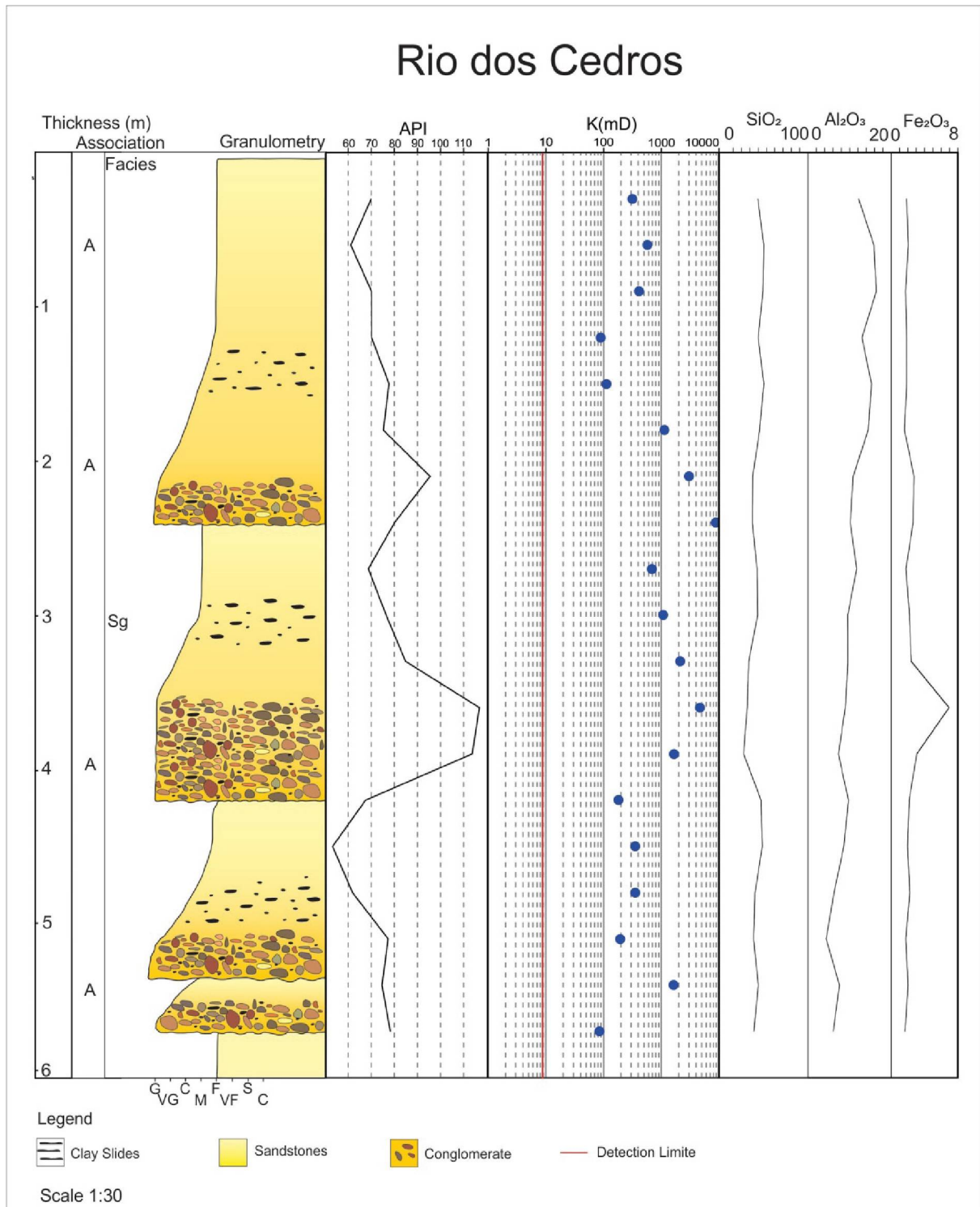


Figure 17: Profile Rio dos Cedros outcrop compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD).

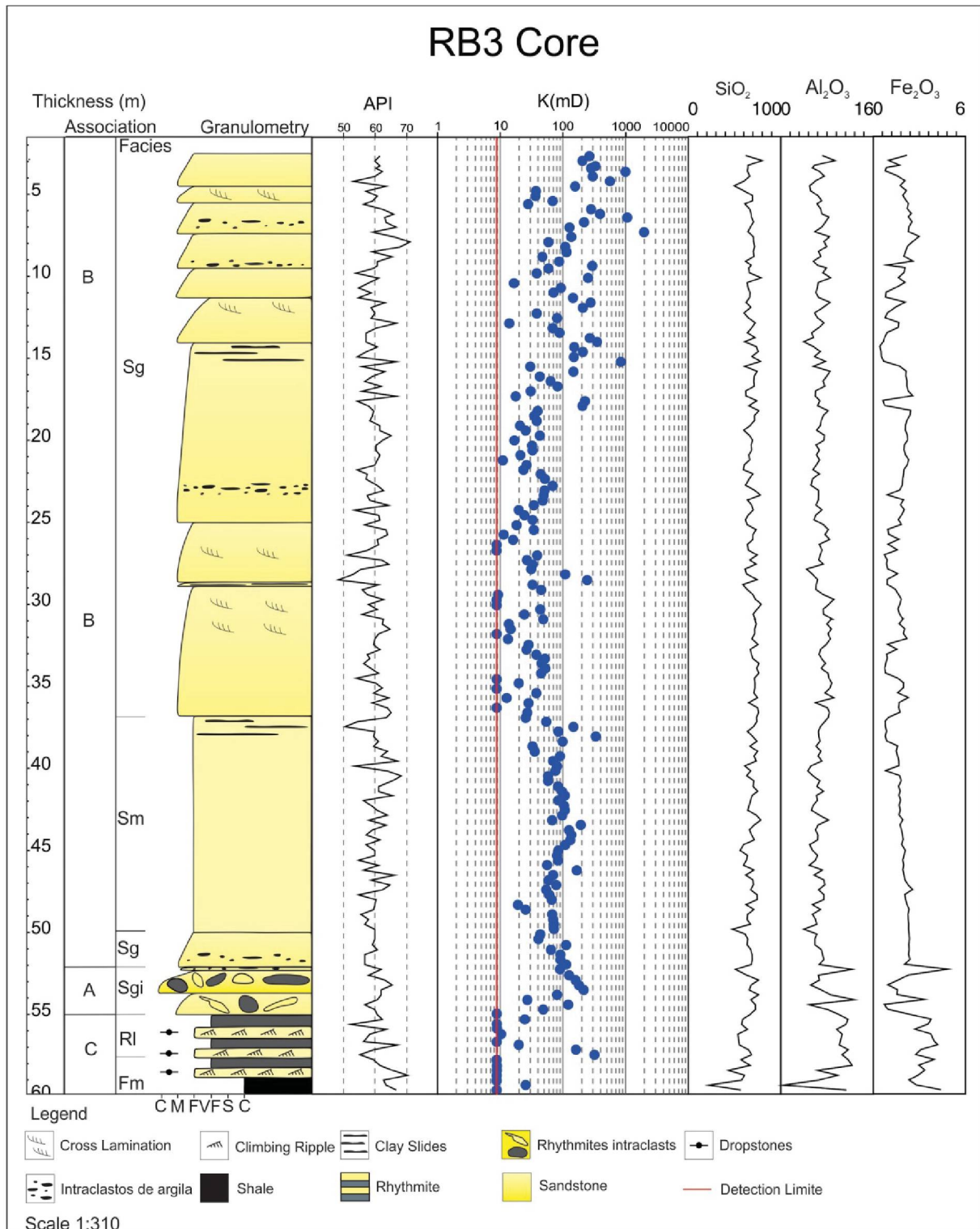


Figure18: Profile RB3 core compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD).

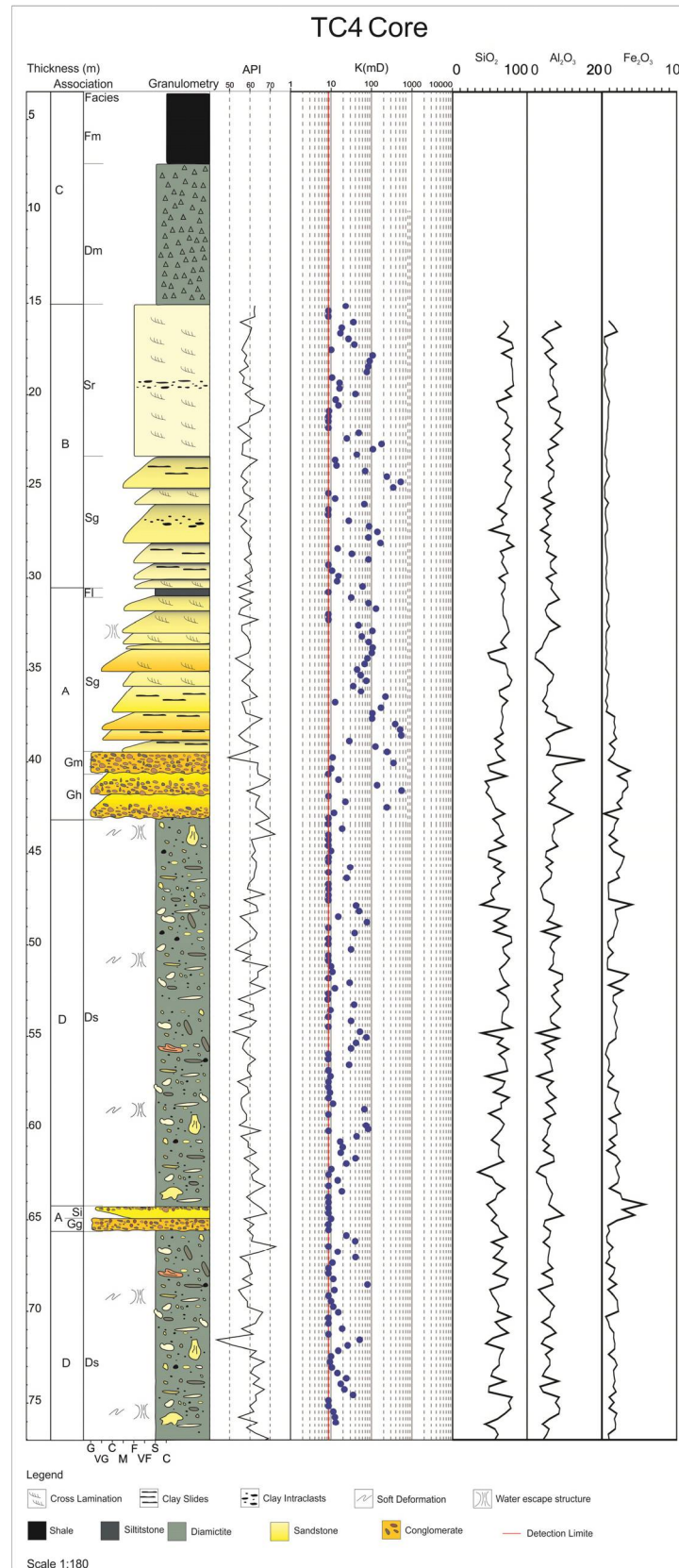


Figure 19: Profile TC4 core. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD).



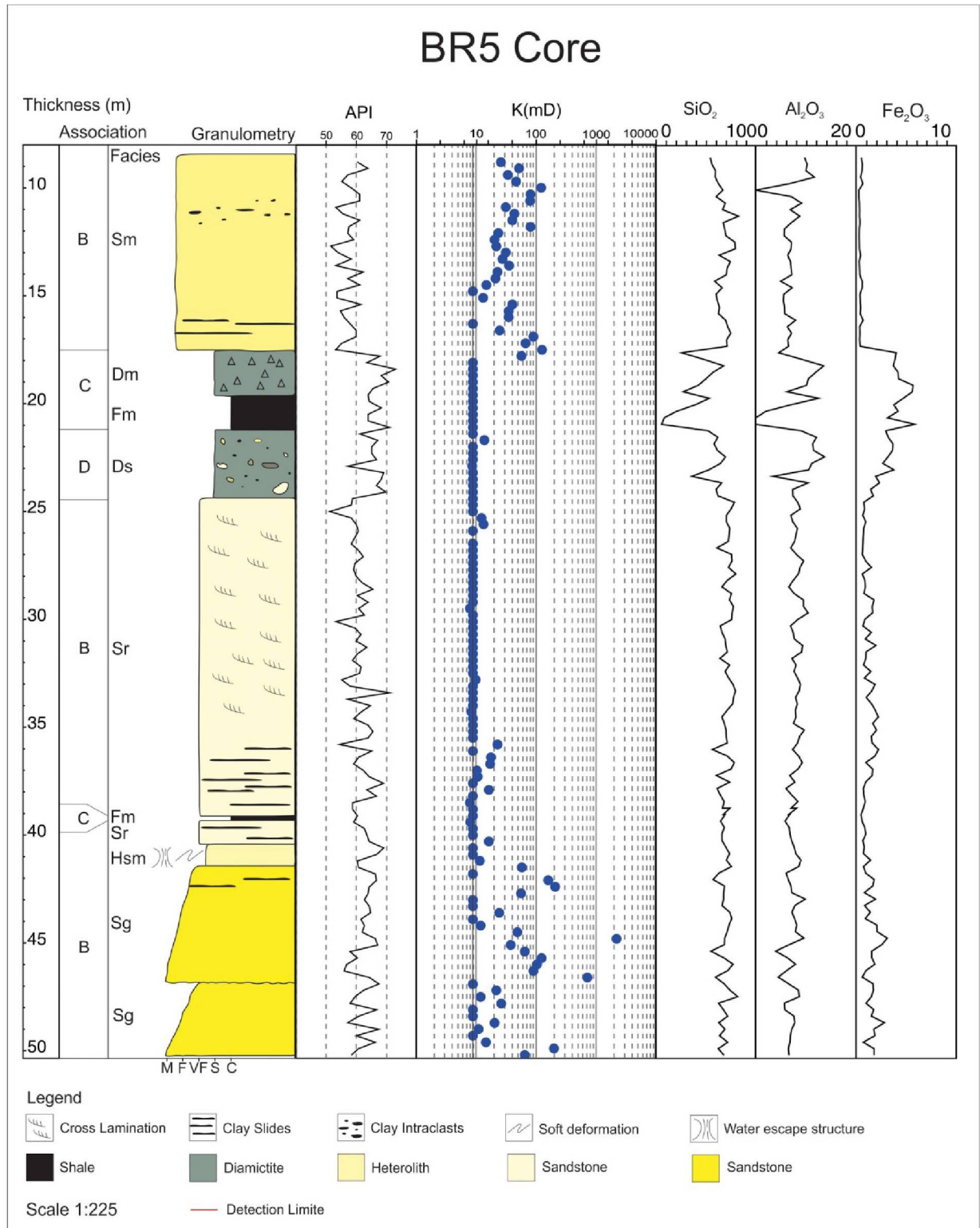


Figure 20: Profile BR5 core compound. Values of API, permeability (mD), SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> associated with the stratigraphic column. The red line indicates the limit of detection of the permeameter (9mD).

### 3.5.5 Petrography and Porosity

The analyzed samples have fine grain size with the framework predominantly formed by quartz, from 60 to 80%. The relative abundances of feldspars and lytic fragments vary according to the sample being classified as litharenite and feldspathic litharenite (Dott, 1964). The porosities estimated using thin sections of the Sm, Sg and Si facies range from 5 to 32%. The presence of clayed matrix is very punctual with texture of pseudomatrix. The cementation occurs mostly by iron oxide-hydroxide rims and, in the fines fractions, with an intergranular habit. We observed, punctually, quartz overgrowth and carbonate cement nodule (Table 4).

The Sm facies, described in the thin sections DP-01, 02 and 07 (Fig. 21 A, B, C, D; Fig. 22 A and B), has a porosity range from 9 to 32% and a permeability from 73 to 498 mD (table 4). This facies is composed predominantly of fine to medium grain size, moderately selected grains, high sphericity and sub-rounded grains. The structure composed is variable in with sample and is described in table 4. There is clayey pseudomatrix associated with lytic fragments. Cementation occurs from as iron oxide-hydroxide cuticle, quartz overgrowth.

The Sg facies described in the DP-03 and 05 (Fig. 21 E, F, G and H) thin sections have a porosity range from 15 to 27% and permeability values from 135 to 950 mD (table 4). The granulometry varies of fine, medium and coarse grain size, grains are poorly and moderately selected, low and high sphericity and subangular and sub-rounded grains. Irregular levels of fine grain size occurs. Occurrence of pseudomatrix of localized clay minerals. Cementation occurs as iron oxide-hydroxide cuticles

The Si facies described in the DP-06 and DP-08 (Fig. 22 A, B, E and F) thin sections have porosity ranging from 5 to 10% and permeability between 261 and 480 mD (table 4). The granulometry varies of fine to medium grain size, well selected grains, high sphericity and sub-rounding grains. Occurrence of pseudomatrix of clay minerals. Cementation occurs from iron oxide-hydroxide cuticles.



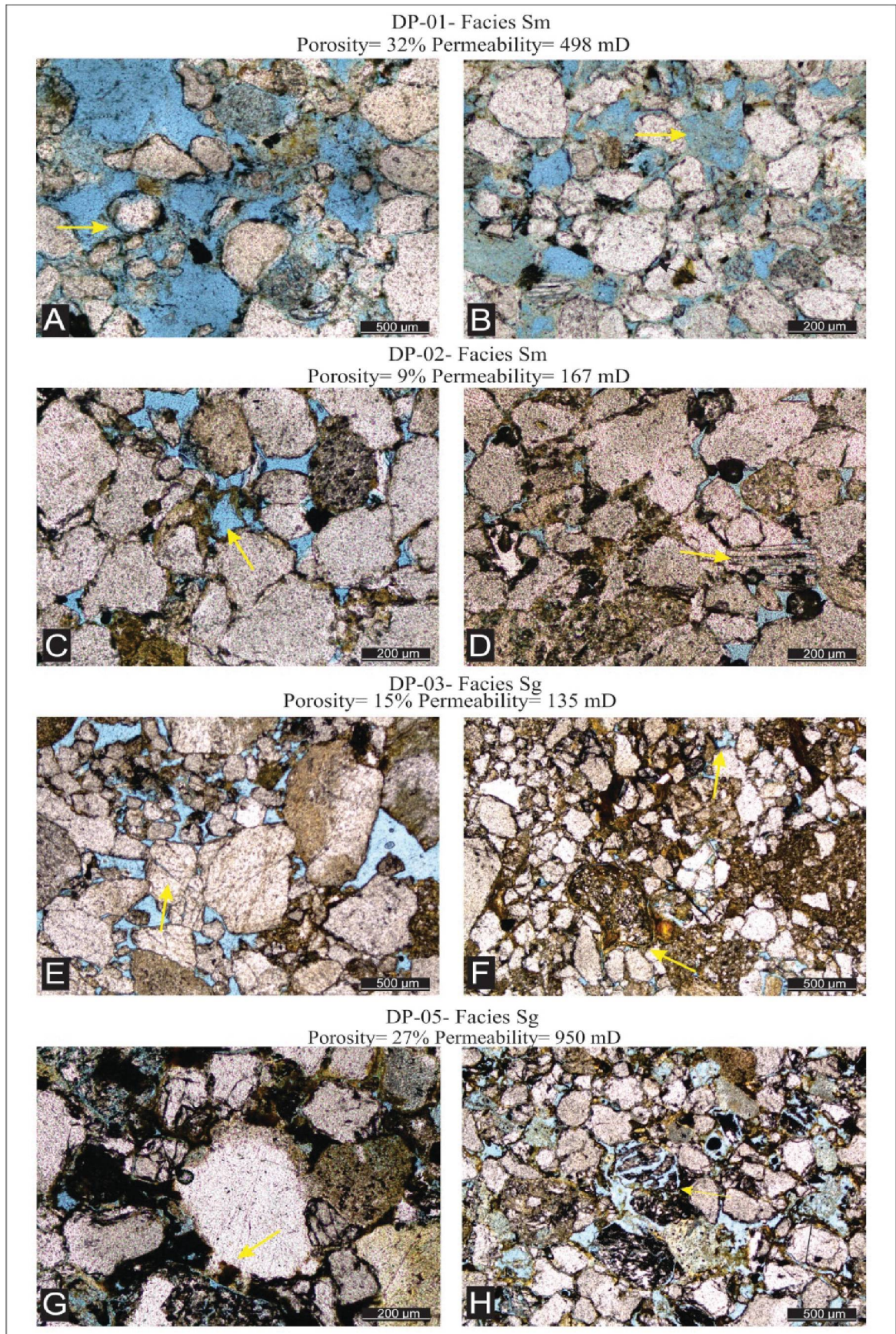


Figure 21: Photomicrography, porosity and permeability data of outcrop samples. A-) Primary and secondary porosity, iron oxide cuticle as cement (10X). B-) Partial and total dissolution of grains (10X). C-) Primary and secondary porosity, cuticles of iron oxide



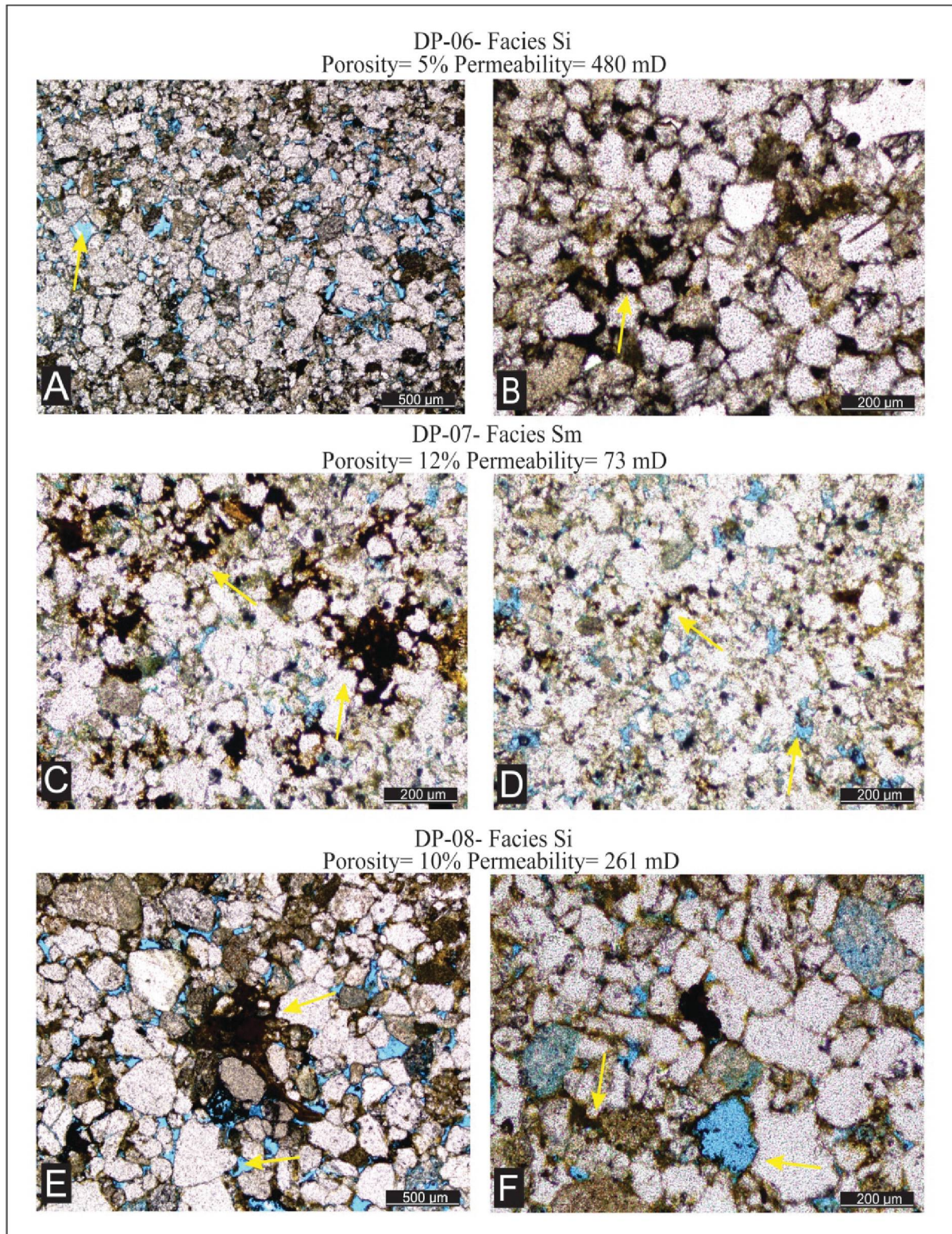


Figura 22: Photomicrography, porosity and permeability data of outcrop samples. A-) Primary porosity, presence of cementation by iron oxide (4x). B-) Porosity filled cuticles of iron oxide (10X). C-) Primary porosity, presence of cementation and stain by iron oxide (10x). D-) Cuticles of iron oxide as cement and primary porosity (10X). E-) Primary porosity, presence of cementation by compaction of clays minerals and iron oxide (4x). F-) Secondary porosity by partial and total dissolution of grains and iron oxide as cement (10X).



Table 5: Thins sections descriptions

Thin Section	Granulometry	Mineralogy	Matrix	Cementation	Total Porosity (Primary + Secondary)	Permeability
DP-01	fine; moderately selected; high sphericity; sub-rounded	Monocrystalline quartz (60%) Polycrystalline quartz (5%) Lithic fragments (modified fragments and siltstones (20%)) feldspars (15%) Trace minerals: biotite, muscovite and chlorite	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide cuticle (80%); quartz overgrowth (20%)	32% (40% + 60%)	498 mD
DP-02	fine to medium; moderately selected; high sphericity; sub-rounded	Monocrystalline quartz (60%), Lithic fragments (siltstones (15%), sandstones (3%), igneous (2%)), Feldspars (20%), Trace minerals: muscovite, staurolite	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide cuticle (70%); localized carbonate nodules (20%); quartz overgrowth (10%)	9% (89% + 11%)	167 mD
DP-07	fine; well selected; high sphericity; sub-rounded	Monocrystalline quartz (80%); Feldspars (15%); Lithic fragments (siltstones and altered fragments (5%)); Trace minerals: muscovite and biotite	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide (100%)	12% (83% + 17%)	73 mD
DP-03	fine and coarse; poorly selected; low sphericity; subangular	Monocrystalline quartz (21%); Polycrystalline quartz (9%); Lithic fragments (siltstones (20%), sandstones (15%), metamorphic (10%) and igneous (5%)); Feldspars (20%)	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide cuticle (100%)	15% (40% + 60%)	135 mD
DP-05	medium; moderately selected; high sphericity; sub-rounded	Monocrystalline quartz (60%); Lithic fragments (siltstones (15%), sandstones (5%)), feldspars (20%); Trace minerals: muscovite	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide cuticle (100%)	27% (5% + 95%)	950 mD
DP-06	fine to medium; well selected; high sphericity; sub-rounded	Monocrystalline quartz (63%); Polycrystalline quartz (7%); Feldspars (20%); Lithic fragments (siltstones and altered fragments (10%))	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide-hydroxide cuticle (100%)	5% (90%+ 10%)	480 mD

DP-08	fine to medium; moderately sorted; high sphericity; sub- rounded	Polycrystalline quartz (7%); Lithic fragments (siltstones (10%), sandstones (5%), metamorphic (5%)); Feldspars (10%); Trace minerals: muscovite, biotite, tourmaline	clayey pseudomatrix ; associated with lytic fragments	iron oxide- hydroxide cuticle (100%)	10%  (80% + 20%)	261 mD
-------	--	--	---	---	------------------------	--------

### 3.5.6 Geochemistry

The major elements ( $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , and  $\text{K}_2\text{O}$ ) analysis are presented in percentage (%) in the appendix A. The mean values of  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{TiO}_2$ , API and K(mD) are presented in table 5, by facies Sg, Sm, Sr e Si by RB3, TC4 e BR5 in cores and Doutor Pedrinho (DP), Rio dos Cedros (RC) in outcrops. The profile values of the oxides are distributed in figures 16 to 20.

The data were processed in order to characterize the geochemical correlations between the reservoir and non-reservoir sandstones and their relationship in cores and outcrops.

In Doutor Pedrinho profile (Fig. 16) the greatest geochemical variation occurs in sandstone facies (10.5 - 17m). With this data, it was possible to evaluate that lower values of silica, aluminium and iron oxides are associated with higher permeability values. The aluminium and iron oxides directly affect the permeability quality due the presence of clay minerals and heavy minerals. High API values also occur at peak iron and aluminum ranges. In Dm facies the value of iron oxide is higher in relation to other facies (3.1%, table 5). In Ds facies occurs greater variation of oxides and API due to protholiths from landslides.

In TC4 core (Fig. 19), the sandstones facies in associations A and B have the highest values of iron oxide are related to lower permeability. In the range of 30-35m the permeability varies according to the  $\text{Al}_2\text{O}_3$  curve. In this interval the iron oxide has no variation. In Ds diamictite, the variations of  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  and  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  are higher in relation to the profile in Doutor Pedrinho, the permeability is also higher.

In relation to the core RB3 (Fig. 18), the ratio between the amount of iron oxide and permeability is direct. The more homogeneous facies in relation to granulometry (Sm) is also the most homogeneous in relation to permeability. This same relation occurs in Sm facies in BR5 core (Fig. 20). The peaks of API values are related to the peaks of  $\text{Al}_2\text{O}_3$  and  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , probably relates to the clay-minerals in the form of intraclasts and clay slides that's occurs in Sg facies. In relation to Rio dos Cedros (Fig. 17), the facies Sg has less variation of iron oxide

and greater permeability. However, the average value of iron (2.3%) is higher in relation to RB3 core (1.7%). This average variation may be related to the weathering in outcrop.

Table 6: Mean values of de SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, TiO<sub>2</sub>, API and K for the facies Sg, Sm, Sr, Si, Ds and Dm in cores and outcrops

SiO <sub>2</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC
Sg	67,6	68,3	68,6	47,0	37,8	Sg	6,8	5,9	7,1	8,8	10,4
Sm	69,2	-	67,2	50,9	-	Sm	6,7	-	7,3	11,4	-
Sr	-	73,7	71,1	-	-	Sr	-	6,9	8,0	-	-
Si	-	49,5	-	42,9	-	Si	-	6,8	-	7,7	-
Ds	-	62,8	48,9	53,5	-	Ds	-	6,2	9,1	8,3	-
Dm	-	-	58,6	46,0	-	Dm	-	-	10,1	8,7	-
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC	TiO <sub>2</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC
Sg	1,7	0,7	1,6	2,1	2,3	Sg	0,4	0,3	0,3	0,5	0,4
Sm	1,7	-	0,4	1,6	-	Sm	0,4	-	0,2	0,5	-
Sr	-	0,7	1,2	-	-	Sr	-	0,4	0,4	-	-
Si	-	4,2	-	2,6	-	Si	-	0,5	-	0,4	-
Ds	-	1,3	4,0	2,3	-	Ds	-	0,4	0,6	0,5	-
Dm	-	-	2,9	3,1	-	Dm	-	-	0,6	0,6	-
SiO <sub>2</sub> /Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /TiO <sub>2</sub>	RB3	TC4	BR5	DP	RC
Sg	10,1	12,3	9,9	5,5	4,0	Sg	4,5	3,2	5,3	4,5	7,4
Sm	10,4	-	9,6	4,6	-	Sm	5,2	-	2,2	3,2	-
Sr	-	11,0	8,9	-	-	Sr	-	1,9	3,2	-	-
Si	-	7,4	-	6,2	-	Si	-	9,5	-	7,1	-
Ds	-	10,7	5,6	6,9	-	Ds	-	4,2	6,8	4,3	-
Dm	-	-	6,2	5,4	-	Dm	-	-	5,0	5,3	-
API	RB3	TC4	BR5	DP	RC	k(mD)	RB3	TC4	BR5	DP	RC
Sg	60	58	62	90	83	Sg	131	107	148	36	1439
Sm	60	-	57	92	-	Sm	76	-	40	35	-
Sr	-	59	61	-	-	Sr	-	38	10	-	-
Si	-	64	-	123	-	Si	-	7	-	140	-
Ds	-	61	66	118	-	Ds	-	103	29	17	-
Dm	-	-	66	139	-	Dm	-	-	9	5,00	-

Using geochemical data SiO<sub>2</sub>, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and K<sub>2</sub>O we classified the sandstones at SandClass system (Herron, 1988). This system uses log ratios between SiO<sub>2</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, which distinguishes sandstones with rich and quartz and shales rich in clays, and the Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/K<sub>2</sub>O ratio distinguishes lithic fragments from feldspars. Samples of the Sg facies were classified as litharenites, arkose and subarkose for the core samples, and as wacke, arkose, shale and ferruginous shales for the outcrop samples (fig. 23 A and B). The classification between cores and outcrops vary due to the higher amount of SiO<sub>2</sub> in the cores and Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> in outcrops. Samples of Sm, Sr and Si facies in the cores were classified as litharenite, arkose and wacke

(fig. 23 C). Samples of Sm and Si facies were classified as shales, wacke, litharenite and arkose for the outcrop data (fig. 23 D). The compositional, intraclasts and diagenesis variations of clay probably interfere in the classifications.

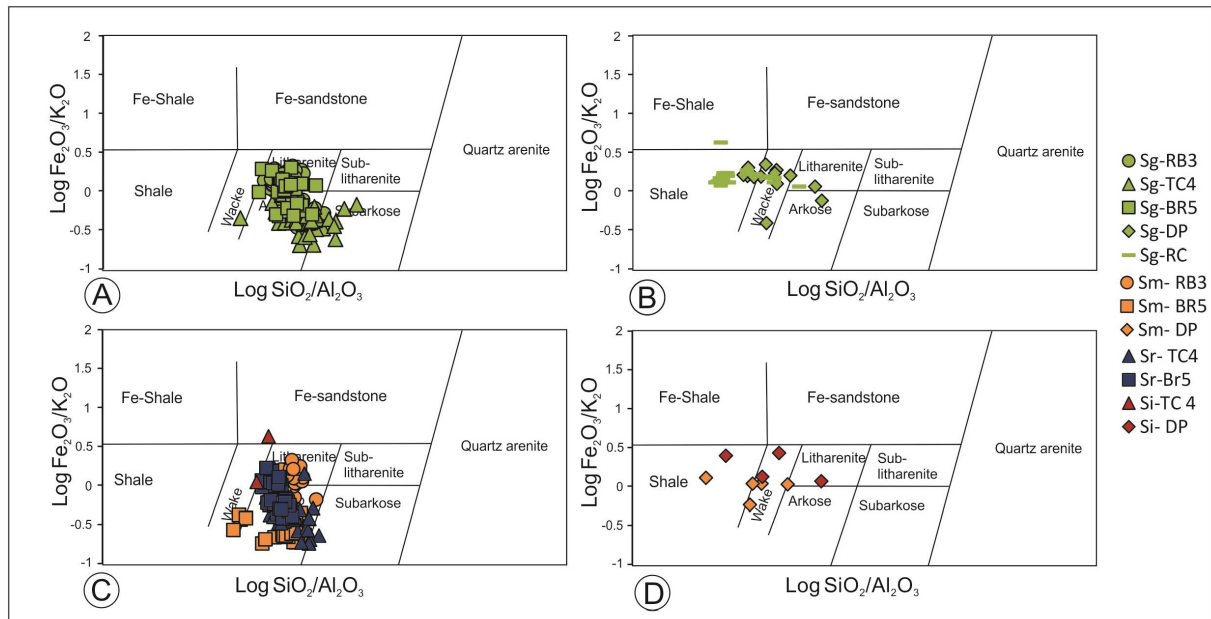


Figure 23: Classification by Sandclass system by locality and facies. A-) Classification for the Sg facies in cores B-) Classification for the Sg facies in outcrop C-) Classification for the Sm, Sr and Si facies in cores. D-) Classification for the Sm, Sr and Si facies in outcrop.

### 3.6 Discussions

#### 3.6.1 Distinction between reservoir and non-reservoir facies in surface and subsurface

Among the facies described, Sg and Sm have the best permeability and porosity values with potential for good reservoir. This variation of reservoir and non-reservoir properties can be seen in table 5.

The Sg facies occurs in outcrops and cores and have the highest permeability value and wide variation of API values in DP samples (average value of 90). In relation to the outcrop RC, the Sg facies have average API values equivalent to 83, higher than the RB3 (60) and BR5 (62) cores. This variation occurs, as in DP, due to the changes generated by diagenesis with presence of radioactive minerals. The high  $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{TiO}_2$  ratio in RC indicates the presence of heavy minerals.

The non-reservoir facies Ds and Dm present in samples of DP (118 and 139, respectively) and low permeability (17 mD for facies Ds and values below the detection limit for Dm facies).

The diamictites with clasts of sandstones and conglomerates (Ds) have higher permeability values in relation to the diamictites generated by decantation of fines and



rainfall. The highest permeability value is related to the sandstones bodies contained within the diamictites Ds (Fig. 16, Fig. 19 and Fig. 26 (Anexo1)), although it does not have lateral continuity, as evaluated in outcrop, these sandstones may contain permeability.

The variation of the  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$  ratios in the Sg facies in core (9.9 -12.3) and outcrop (4.0 -5.5) showed high  $\text{SiO}_2$  values for outcrop. The discrepancy in these values is due to the influence of water contained in outcrop, which alters the reading of portable x-ray fluorescence. The values are reduced by up to 20% (Lemière, 2018). Thus, sandstones are erroneously classified as shales and ferruginous shale by geochemical classification system by Herron (1988). This variation between  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$  ratio may also occur due to a difference in sedimentation provenance or/and diagenesis. However, specific work is needed in the area to make this assessment.

### **3.6.2 Diagenetic controls on petrophysical properties**

The petrographic results obtained in this work differ from data analyzed in deeper portions of the basin. Previous work carried out in the Itararé Group by França and Potter (1989, 1991) defined the petrographic and petrophysical properties through well data. The Campo Mourão Formation was described with 11% matrix and classified as wackes, presenting mainly secondary intergranular porosity by dissolution of carbonate, with siderite partially dissolved. In this work, the data of the Campo Mourão Formation indicate a pseudomatrix of 5% and of punctual occurrence in the samples, the rocks were classified as litharenite and feldspathic sandstones. Thin sections samples were acquired only in outcrops, while data acquired by França and Potter (1989, 1991) were analyzed in several deep cores (up to 5000m depth) along the basin. The composition variation between the samples at the edge of the basin and the center may still be related to the sediment source.

The diagenetic process that occur in samples of outcrops are associated to the eodiagenetic, mesodiagenetic and telodiagenetic phases described by França and Potter (1988), where loss of porosity by cementation, compaction and porosity gain by dissolution occurs.

In the study area, Aquino et al. (2016) describes' paleocurrent with several directions, indicating more than one point of sediment input. D'Ávila (2009) describes a main source of sediment input to SSE with contribution to the north. França and Potter (1988) propose the main direction of sedimentary input to the west for regions in the center of the basin. In this way, the source areas may have varied compositions at the time of deposition. In addition to

the source issue, burial and diagenesis associated with formations at deeper sites also influence the cements.

In addition to the petrographic data, the acquired petrophysical data are in contrast with the literature. The API values for the facies with higher permeability range from 60 to 90, for both cores and outcrops. The porosity for these ranges is above 10% in outcrop. França and Potter (1991) conclude that the gamma-ray limit for sandstones with good reservoir potential is less than or equal to 50 and porosity greater than 10%.

Evaluating by these standards, no sandstone identified in outcrop or core would be considered as a good reservoir according to the criteria of those authors. The values discrepancy for gamma-ray can be recurrent from the calibration of the equipment used or in relation in the source of sediments. Regardless of these factors, the gamma-ray acquired in this work present a large average variation for the data of outcrops and cores. The telodiagenesis can be indicators of this increase.

From the discussion of these data, the best target for gamma-ray for sandstones with good reservoir potential in Sg and Sm facies vary between 60 and 80.

### **3.6.3 Potential Reservoirs**

Based on the permeability and porosity distribution, the facies association A and B have geometric and petrophysical characteristics that makes them interesting reservoir facies. These associations are composed of sandstones of the facies Sg, Sm, Sr and Si and were interpreted as deposits of high density turbidity fluxes, which sometimes evolve into low density current (Lowe, 1982).

The facies Sg has continuous intervals of 48 meters in cores and 6 meters in outcrops in Rio dos Cedros, besides presenting regional lateral continuity (Aquino, 2015). In relation to the paleoenvironment, these associations would be positioned basin in relation to the paleo-slope, in the middle-distal portion of the turbidite lobes (D'Ávila, 2009, Andrews et al., 2019) (Fig. 24).

When intercalated with the association of facies D, the facies Sg and Sm have low lateral continuity and high heterogeneity. The mass transport deposits deposited close to the slope over the turbidite lobes alter the reservoir properties of these facies due to remobilization, generating more complex and heterogeneous deposits.

Mass transport deposits are described in abundance in the Paraná Basin (Canuto, 1985, Gravenor and Rocha-Campos, 1983, Vesely, 2006, d'Ávila, 2009). According to the intercalation of these deposits with turbidite sandstones, it is possible that there is

accumulation of tight gas coming from Ponta Grossa as source rock. In these cases these reservoirs have low permeability and high heterogeneity (Nehring, 2008). Although the main target is related to turbidite lobes, these depositions can also be considered as reservoirs according to the geometry of the facies and extensive layers of sandstones for commercial accumulation of gas.

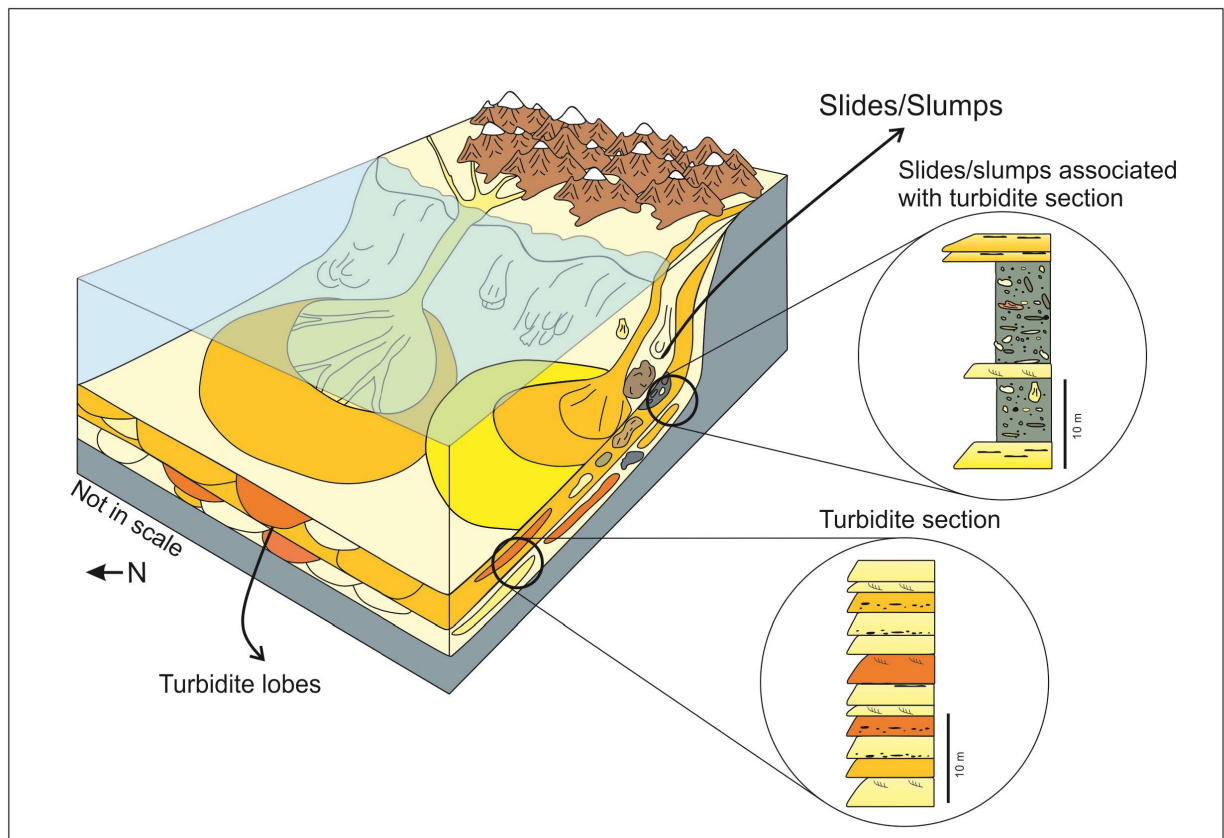


Figure 24: Representation of paleoenvironment in relation to the slope. The most proximal portion is influenced by slides and the most distal part of the turbidite lobes are not influenced by these deposits.

### 3.6.4 Exploratory Implications in the Paraná Basin

The described turbidite sequences generated from high and low density currents have a paleocurrent pattern to the north with contributions from east and South-southeast (D'Ávila, 2009). The influence of mass transport deposits on the turbidites results from the proximity to the slope. In basin scale, from the analysis of well data from Petrobras (França and Potter, 1991), it is possible to evaluate the intercalation of diamictites in turbidite deposits. Analysis of the wells 2-TG-1-SC, 2-PU-1-SC, 1-MI-1A-PR, 1-R-1-PR (Fig. 25), and other near wells, it was possible to evaluate that the further south of the basin, the sandstones of Campo Mourão Formation occur more intercalated with diamictites, shales and siltstones and the



sandstones packages are not very thick. Towards the center of the basin, the intercalation with diamictites decreases and sandstones have direct contact with the shales of the Ponta Grossa Formation. At the top of the Campo Mourão Formation occur black shales recognized as Lontras shales. In the base of Taciba Formations occurs thick diamictites (up to 150m).

Considering the results of this study and the regional paleogeography, the greatest exploratory potential for the upper part of the Campo Mourão Formation occurs towards the middle of the basin, distant from the paleoslope. Covering the region of Santa Catarina and Paraná, where also the sandstones are in direct contact with the Ponta Grossa shales, the source rock of this system (Fig. 25). The traps are structural from the diabase sills, very recurrent in this portion of the basin, and also stratigraphic traps associated to the geometry of the turbidites and their eventual confinement in diamictites and shales.

The comparison between the wells of Petrobras and the cores described allows us to relate the proximity of the paleoslope to the mass transport deposits. In the outcrops, it was possible to evaluate the impact of these deposits on the sandstone layers, generating heterogeneities, low lateral continuity and low permeability. The core TC4 and outcrop in Doutor Pedrinho are associated to the proximity to the slope. Regarding the basin, the position of the slope at the time of deposition of Campo Mourão Formation and Taciba Formation is not known and for the prospect of permeable and porous sandstones, knowledge of this position is essential. Thus, for a better positioning of the potential reservoirs it is necessary to know the edge of the basin, the slope and the reach of the mass transport deposits.

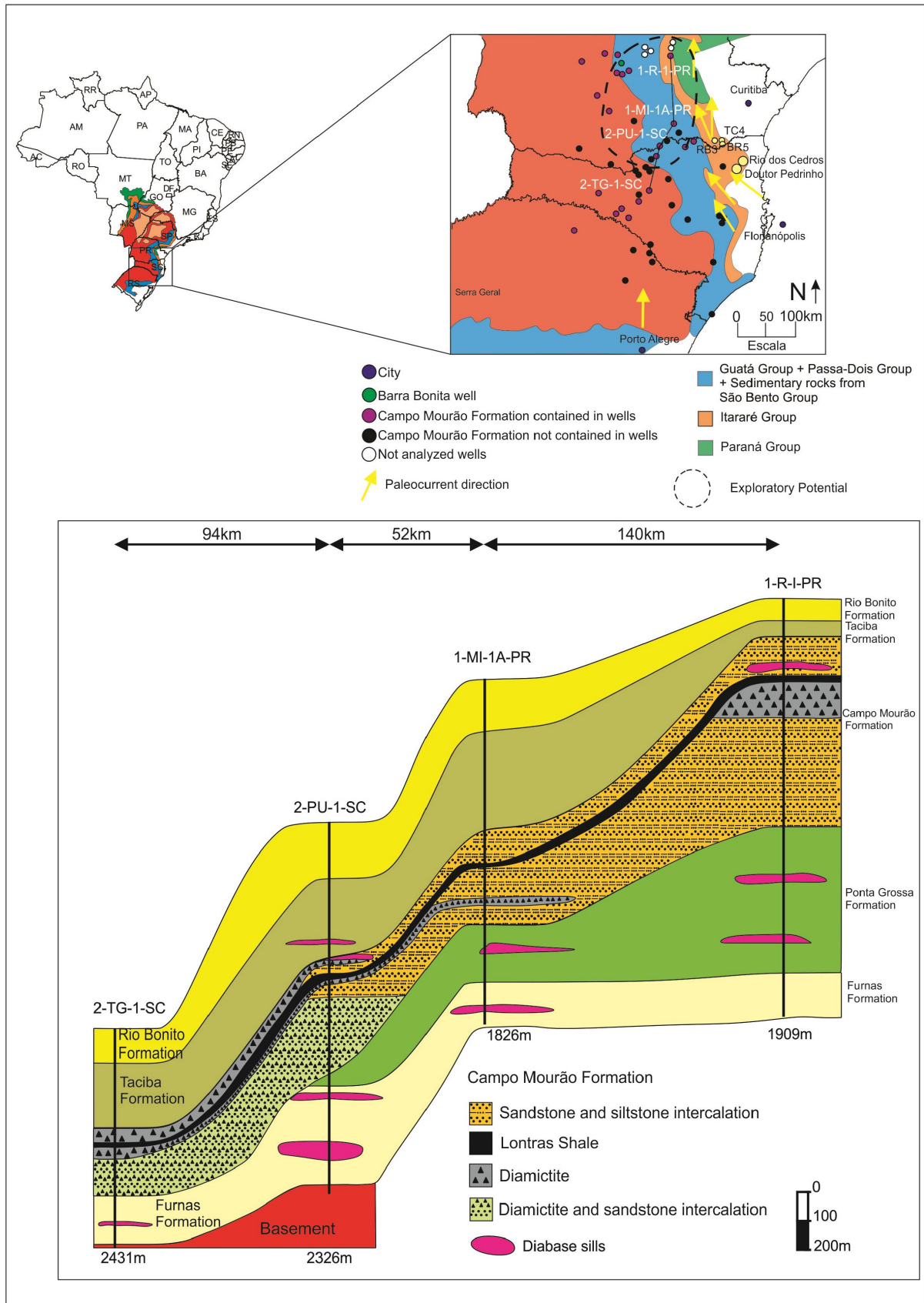


Figure 25: Detail of the Paraná Basin in the study area with the positions of cores and outcrops analyzed. Position of Petrobras wells and direction of the paleocurrents (D'Ávila, 2009). Well correlation section.

### 3.7 Conclusion

From the analysis of petrographic, petrophysical and geochemical data, it was possible to characterize the best reservoir facies for the Campo Mourão Formation and the influence of the deposits of this formation on the basin scale.

The facies with the greatest potential reservoir are Sm and Sg, massive and graded sandstones and predominance of medium to fine grain size. These facies have high permeability values. In outcrop in Rio dos Cedros, the Sg facies presents the best reservoir properties such as secondary porosity of 32% and average permeability of 1439 mD. The interval of this facies has extensive lateral continuity in the basin scale.

When compared to the outcrop in Doutor Pedrinho, this same facies does not have lateral continuity and the permeability values are low when compared.

The geochemical data allowed evaluating the gamma-ray variation in relation to chemical elements, such as iron oxide. In outcrop, The API radiation is higher in relation to the cores, as well as  $\text{Al}_2\text{O}_3$  and  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . These values are related to the large amount of intraclasts and cementation by iron oxides-hydroxides. Despite in the great amount of iron presents in the Rio dos Cedros samples, the porosity is mainly secondary, generated by the dissolution of feldspars.

The correlation between the cores and outcrops allowed the evaluation of the influences of mass transport deposits in the petrophysical properties of sandstones. In cores, sandstones interspersed with these deposits have high permeability, but it is not possible to evaluate the continuity of these sandstone packages. In outcrops it was possible to observe that these deposits affect lateral continuity, permeability and porosity.

At basin scale, from Petrobras well data, it was possible to evaluate the relationship between the proximity of the basin edge and the intercalation between sandstones and diamictites, influencing the reservoir properties. In portion plus the edge-center of the basin, the sandstones are interspersed only by siltstones and rarely by shales. This indicates that turbidity lobes are not being influenced by mass transport deposits.

For the prospect in Paraná Basin the Campo Mourão Formation, between the areas of Santa Catarina and Paraná, it is necessary to investigate the position of the slope at the moment of these deposition and the reach of the mass transport deposits so that the sandstones have permeability and porosity.



### References

- Alexander, J. 1993. A discussion on the use of analogues for reservoir geology. 1993. Geological Society Special Publication, n.69, p.175-194.
- Almeida, F. F. M., Hasui, Y. 1984. O Pré-Cambriano do Brasil. São Paulo. Ed. Edgard Blücher, 378 p.
- Andrews, G.D., McGrady, A.T., Brown, S.R., Maynard, S.M. 2019. First description of subglacial megalineations from the late Paleozoic ice age in southern Africa. PLOS ONE, 10p.
- Aquino, C.D. 2015. Sedimentação deglacial em ambientes confinado e desconfinado: estudo comparativo de exposições das bacias de Paganzo (SJ, Argentina) e Paraná (SC, Brasil). Tese de Doutorado, Unisinos, 185p.
- Aquino, C.D., Buso, V.V., Faccini, U.F., Milana, J.P., Paim, P.S.G. 2016. Facies and depositional architecture according to a jet efflux model of a late Paleozoic tidewater grounding-line system from the Itararé Group (Paraná Basin), southern Brazil. Journal of South American Earth Sciences, 67, p.180-200.
- Araújo, C.C., Yamamoto, J.K., Rostirolla, S.P. 2004. Distribuição Espacial e Caracterização Geológica dos Arenitos Asfálticos da Borda Leste da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo. Revista Brasileira de Geociência, 34, p.187-200.
- Artur, P. C., Soares, P. C. 2002. Paleoestruturas e Petróleo na Bacia do Paraná, Brasil. Revista Brasileira de Geociências, vol. 32, p.433-448.
- Canuto, J.R. 1985. Origem dos diamictitos e de rochas associadas do Subgrupo Itararé no sul do Estado do Paraná e norte de Santa Catarina. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências-USP, 210p.
- D'Ávila, R.S.F. 2009. Sequências deposicionais do Grupo Itararé (Carbonífero e Eopermiano), Bacia do Paraná, na área de Dr. Pedrinho e Cercanias, Santa Catarina, Brasil: Turbiditos, pelitos e depósitos caóticos. Tese de Doutorado. Universidade do Vale dos Sinos-Unisinos. 233p.
- Dott, R.H. 1964. Wacke, graywacke and matriz- what approach to immature sandstone classification? Journal of Sedimentary Petrology, v.34, p.625-632.
- Ellis, D.V., Singer, J. M. 2008. Well Logging for Earth Scientists, Springer, 699p.
- Eyles, C.H., Eyles, N., França, A.B. 1993. Glaciation and tectonics in an active intracratonic basin: the Late Palaeozoic Itararé Group, Parana Basin, Brazil. Sedimentology, 40, p.1-25.
- Eyles, N., Bonorino, G. G., França, A. B., Eyles, C. H., Paulsen, O. L. 1995. Hydrocarbon-bearing late Paleozoic glaciated basins of southern and central South America, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 165–183.
- Eyles, N., Eyles, C.H., Miall, A.D. 1983. Lithofacies types and vertical profile models; an

alternative approach to the description and environmental interpretation of glacial diamict and diamictite sequences. *Sedimentology*, 30, p. 393-410.

Fielding, C. R., Blackstone, B.A., Frank, T.D., Gui, Z. 2012. Reservoir potential of sands formed in glaciomarine environments: an analogue study based on Cenozoic examples from McMurdo Sound, Antarctica. *Glaciogenic Reservoirs and Hydrocarbon Systems*. Geological Society, London, Special Publications, 368p.

França, A. B., Potter, P.E. 1988. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (parte 1). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, vol. 2, n 2/4, p. 147-191.

França, A.B., Potter, P.E. 1989. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (Parte 2). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 3, p.17-28.

França, A. B., Potter, P.E. 1991. Stratigraphy and reservoir potential of glacial deposits of Itararé Group (Carboniferous-Permian), Paraná Basin, Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 75, p. 62-85.

Gravenor, C.P., Rocha-Campos, A.C. 1983. Patterns of Late Paleozoic glacial sedimentation on the southeast side of the Paraná Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, Amsterdam, v. 43, p. 1-39.

Herron, M.M. 1988. Geochemical Classification of Terrigenous sands and shales from core or log data. *Journal of Sedimentary Petrology*, v.58, n.5, p.820-829.

Howell, J.A., Martinius, A.W., Good, T. 2014. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. *The Geological Society of London, Special Publication*, 378, p.1-25.

Huuse, M., Le Heron, D.P., Dixon, R., Redfern, J., Moscariello, A. Craig, J. 2012. Glaciogenic reservoir and hydrocarbon systems: an introduction. *The Geological Society of London, Special Publications*, 368, p.1-28.

Hyne, N.J. 2001. *Non-Technical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production*. Penwell, Taxes, 4.

Lemière, B.2018. A Review of pXRF (Field Portable X-ray Fluorescence) Applications for Applied Geochemistry. *Journal of Geochemical Exploration*, p.1-42.

Lindsey, D.A. 1999. An evaluation of alternative chemical classification of sandstones. *USGS, Open-file-report*, 26p.

Lowe, D.R., 1982. Sediment Gravity Flows II: depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52(1): 279-297.

Milani, E. J. 2004. Comentários sobre a origem e evolução tectônica da Bacia do Paraná. In: Mantesso-Neto, V., Bartorelli, A., Carneiro, C.D.R., Brito-Neves, B.B. (Eds.) *Geologia do*

Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Editora Beca, p.265-279.

Moradi, A.V.; Sar, A.; Akkaya, P. 2016. Geochemistry of the Miocene oil shale (Hançili Formation) in the Çankiri-Çorum Basin, Central Turkey: Implications for Paleoclimate conditions, source-area weathering, provenance and tectonic setting. *Sedimentary Geology*, v.341, p 289-303.

Nehring, R. 2008. Growing and Indispensable: The Contribution of Production of Tight Gas Sands to U.S. Gas Production. In: S.P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K. Camp, Eds, Understanding, exploring and developing tight-gas sands. Vail Hedber Conference: AAPG Hedber Series, n 3, p 5-12.

Petersohn, E. 2008. Bacia do Paraná, Geologia e esforço exploratório. ANP, Workshop, Bacia do Paraná.

Potter, P.E., França, A.B., Spencer, C.W., Caputo, M.V. 1995. Petroleum In Glacially-Related Sandstones Of Gondwana: A Review. *Journal of Petroleum Geology*, 18(4), p.397-420.

Ross, D.J.K., Bustin, R.M. 2009. Investigating the use of sedimentary geochemical proxies for paleoenvironment interpretation of thermally mature organic-rich strata: Examples from the Devonian-Mississippian shales, Western Canadian Sedimentary Basin. *Chemical Geology*, v.260, p.1-19.

Schneider, R.L., Muhlmann, H., Tommasi, E., Medeiros, R.A., Daemon, R.F., Nogueira, A. A. 1974. Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 28, Porto Alegre- RS, SBG, vol.1, p. 41- 66.

Valdez, V.B., Aquino, C.D., Paim, P.S.G., Souza, P.A., Mori, A.L., Fallgater, C., Milana, J.P., Kneller, B. 2017. Late Palaeozoic glacial cycles and subcycles in western Gondwana: Correlation of surface and subsurface data of the Paraná Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, p.1-16.

Vesely, F.F., Assine M. L. 2004. Sequências e tratos de sistemas deposicionais do Grupo Itararé, norte do Estado do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 34, p. 219-230.

Vesely, F.F. 2006. Dinâmica sedimentar e arquitetura estratigráfica do Grupo Itararé (carbonífero-permiano) no centro-leste da Bacia do Paraná. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná. 238p.

Vesely. F.F. Rostirolla, S.P., Appi, C.J., Kraft, R.P. 2007. Late Paleozoic glacially related sandstone reservoirs in the Paraná Basin, Brazil. *AAPG Bulletin*, v.91, n.2, p.151-160.

Weinschutz, L.C., Castro, J.C. 2005. A Sequência Mafra Superior \ Rio Do Sul Inferior (Grupo Itararé, Permocarbonífero) em Sondagens Testemunhadas da Região de Mafra (SC), Margem Leste Da Bacia Do Paraná. *Geociências, UNESP*, 24, p. 131-141.

Weinschütz, L.C., Castro, J.C. 2004. Arcabouço cronoestratigráfico da Formação Mafra (intervalo médio) na região de Rio Negro/PR-Mafra/SC, borda leste da bacia do Paraná. *REM: Revista Escola de Minas*, 57(3), p.151-156.



Weinschütz, L.C., Castro, J.C. 2006. Sequências depocisionais da Formação Taciba (Grupo Itararé, Neocarbonífero a Eopermiano) na região de Mafra (SC), Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, 36(2), p.243-252.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia utilizada nesse trabalho contou com 3 equipamentos, gamaespectrômetro, mini permeâmetro e fluorescência de raios-x portátil. Esses equipamentos de campo possuem limitações em relação às leituras. O equipamento gamaespectrômetro, quando utilizado em testemunho, não atinge toda a largura da seção e o equipamento não entra 100% em contato com a amostra, dessa forma, as leituras de radiação gama nos testemunhos podem ter sido influenciadas pela falta de contato e possuem valores de radiação inferiores em relação ao afloramento.

O mini permeâmetro, quando utilizado em campo, possui limite de detecção de 9 mD que é atingido após 5 minutos de leitura. Apesar de não ter sido calibrado com dados de permeabilidade em plugs em permeâmetro a vácuo, o equipamento permite a realização de várias medidas a baixo custo, além de fornecer parâmetros de permeabilidade entre as fácies.

O equipamento fluorescência de raios-x portátil sofre interferência da água contida em afloramento. A influência da água nas leituras geoquímicas reduz os valores reais dos elementos na amostra. A água absorve a radiação e produz dispersão mais forte da radiação primária, o que leva a redução na intensidade dos raios-x, a dispersão é efetiva em até 20% do teor relativo da água nas amostras. Leituras realizadas em laboratório a partir da secagem das amostras permitiram a minimização dessa limitação.

Dessa forma, os equipamentos utilizados em campo possuem desvantagens quando relacionados ao seu uso em laboratório, mas permitem a aquisição de grande número de dados a baixo custo.

Os resultados apresentados nessa pesquisa destacam as principais propriedades petrofísicas e geoquímicas para o intervalo da Formação Campo Mourão no Grupo Itararé. Foram descritas a porosidade e permeabilidade em afloramentos e as relações dessas propriedades com valores da radiação gama e de elementos geoquímicos.

Foram realizados perfis de três poços na região de Mafra e dois afloramentos em Doutor Pedrinho e Rio dos Cedros, Santa Catarina. As fácies com maior potencial reservatório são Sm e Sg, arenitos maciços ou com gradação normal e predomínio de areia média a areia fina. Essas fácies possuem valores elevados de permeabilidade. No afloramento em Rio dos Cedros, a fácies Sg apresenta as melhores propriedades de reservatório como porosidade secundária de 32% e permeabilidade média de 1439 mD. O intervalo dessa fácies possui continuidade lateral extensa, em escala de bacia.

A partir da correlação dos dados de afloramento e testemunho foi possível avaliar a influência de depósitos de transporte em massa, recorrentes na bacia, nas propriedades de reservatório. Quanto mais próximo ao talude, maior a influência desses depósitos nos depósitos turbidíticos. Os arenitos intercalados a escorregamentos possuem baixa continuidade lateral e baixa permeabilidade, quando comparados a arenitos em porções mais distais ao talude. Sendo muito recorrentes na bacia, os depósitos de transporte em massa podem armazenar gás a partir do sistema Ponta Grossa-Itararé como reservatórios *Tight Gas*, para isso, se faz necessário extensos corpos areníticos intercalados a esses depósitos, para que a quantidade de acumulação de gás seja comercial.

Para o prospecto na Bacia do Paraná, para a Formação Campo Mourão, entre as áreas de Santa Catarina e Paraná, é necessário investigar a posição do paleotalude no momento dessas deposições e o alcance dos depósitos de transporte em massa para que os arenitos possuam permeabilidade e porosidade.



## REFERÊNCIAS

- ALEXANDER, J. A discussion on the use of analogues for reservoir geology. 1993. Geological Society Special Publication, n.69, p.175-194, 1993.
- ALMEIDA, F. F. M. Tectônica da Bacia do Paraná no Brasil. São Paulo, Paulipetro. 187p., 1980.
- ALMEIDA, F. F. M., HASUI, Y. O Pré-Cambriano do Brasil. São Paulo. Ed. Edgard Blücher, 378 p., 1984.
- AQUINO, C.D. Sedimentação deglacial em ambientes confinado e desconfinado: estudo comparativo de exposições das bacias de Paganzo (SJ, Argentina) e Paraná (SC, Brasil). Tese de Doutorado, Unisinos, 185p., 2015.
- AQUINO, C.D., BUSO, V.V., FACCINI, U.F., MILANA, J.P., PAIM, P.S.G. Facies and depositional architecture according to a jet efflux model of a late Paleozoic tidewater grounding-line system from the Itararé Group (Paraná Basin), southern Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, 67, p.180-200, 2016.
- BARBOSA, O., ALMEIDA, F. F. M. A Série Tubarão na Bacia do Rio Tietê, Estado de São Paulo. Notas preliminares e Estudos da Divisão de Geologia e Mineralogia do Departamento Nacional da Produção Mineral, vol. 48, 1948.
- BRODZIKOWSKI, K., VAN LOON, A.J. Glacigenic Sediments. *Developments in Sedimentology*. Elsevier Science Publishers, v.49, 689p., 1991.
- BRYANT, I.D., FLINT, S.S. Quantitative clastic reservoir geological modelling: problems and perspectives. *Spec. Publs. Ass. Sediment*, v.3, p.3-20, 1993.
- CASTRO, J. C. Estratigrafia de Sequências das Formações Campo Mourão (parte superior) e Taciba, Grupo Itararé, leste da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, vol. 29, nº 2, p. 255-260, 1999.
- CHILINGAR, G.V., BURYAKOVSKY, L.A., EREMENKO, N.A., GORFUNKEL, M.V. *Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Developmenst in Petroleum Science*. 391p., 2005.
- COSENTINO, L. *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip. 328p., 2001.
- D'ÁVILA, R.S.F. Sequências deposicionais do Grupo Itararé (Carbonífero e Eopermiano), Bacia do Paraná, na área de Dr. Pedrinho e Cercanias, Santa Catarina, Brasil: Turbiditos, pelitos e depósitos caóticos. Tese de Doutorado. Universidade do Vale dos Sinos-Unisinos. 233p., 2009.
- DERBY, O. A. Geologia da região diamantífera da Província do Paraná no Brasil. *Arch. Mus. Nac.*, 3:89-96, 1878.
- ELLIS, D.V., SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*, Springer, 699p., 2008.
- EYLES, N., BONORINO, G. G., FRANÇA, A. B., EYLES, C. H., PAULSEN, O. L.

Hydrocarbon-bearing late Paleozoic glaciated basins of southern and central South America, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 165–183, 1995.

EYLES, N., EYLES, C.H., MIAL, A.D. Lithofacies types and vertical profile models; an alternative approach to the description and environmental interpretation of glacial diamict and diamictite sequences. *Sedimentology*, 30, p. 393-410, 1983.

FALLGATTER., C., PAIM, P.S.G. On the origin of Itararé Group basal nonconformity and its implication for the Late Paleozoic glaciation in the Paraná Basin, Brazil. *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, 16p., 2017.

FILOMENA, C.M., HORNING, J., STOLLHOFEN, H. Assessing accuracy of gas-driven permeability measurements: a comparative study of diverse Hassler-cell and probe permeameter devices. *Copernicus: Publications on behalf of the European Geosciences Union. Solid Earth*, v.5, p. 1-11, 2014.

FLORES, A.C.C., DUPUY, I.S.S., FORBRIG, L.C., SILVA, R.R., Campinho, V.S. *Perfilagem, Conceitos e Aplicações*. 93p., 2006.

FRANÇA, A. B., POTTER, P. E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (parte 1). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 2, n 2/4, p. 147-191, 1988.

FRANÇA, A.B., POTTER, P.E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná (Parte 2). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 3, p.17-28, 1989.

FRANÇA, A. B., POTTER, P. E. Stratigraphy and reservoir potential of glacial deposits of Itararé Group (Carboniferous-Permian), Paraná Basin, Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 75, p. 62-85, 1991.

FRANÇA, A. B., WINTER, W. R., ASSINE, M. L. Arenitos Lapa-Vila Velhas: Um modelo de trato de sistemas subaquosos canal-lobos sob influência glacial, Grupo Itararé (C-P), Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 26, n. 1, p. 43-56, 1996.

FULFARO, V. J., LANDIM, P. M. B. Stratigraphic Sequences of the Intracratonic Parana Basin. *Newsl. Stratigr. Berlin-Stuttgart*, v.4, n.3, p.150-168, 1976.

FULFARO, V. J., SAAD, A. R., SANTOS, M. V., VIANNA, R. B. Compartimentação e evolução Tectônica da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 12, n. 4, p. 590-611, 1982.

GHIENNE, J.F., DEYNOUX, M. Large-scale channel fill structures in Late Ordovician glacial deposits in Mauritania, western Sahara. *Sedimentary Geology*, v. 119, p. 141-159, 1998.

GORDON, M. J. Classificação das formações gondwânicas do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. *Notas Preliminares e Estudos da Divisão de Geologia e Mineralogia do Departamento Nacional da Produção Mineral*, v. 38, p. 1-20, 1947.

HALLIBURTON. Basic Petroleum Geology and Log analysis. 80p, 2001.

HARKER, A. The Natural History of Igneous Rocks. London: Methuen, P.384, 1909.

HERRON, M.M. Geochemical Classification of Terrigenous sands and shales from core or log data. Journal of Sedimentary Petrology, v.58, n.5, p.820-829, 1988.

HOWELL, J.A., MARTINIUS, A.W., GOOD, T. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. The Geological Society of London, Special Publication, 378, p.1-25, 2014.

HUUSE, M., LE HERON, D.P., DIXON, R., REDFERN, J., MOSCARIELLO, A. CRAIG, J. Glaciogenic reservoir and hydrocarbon systems: an introduction. The Geological Society of London, Special Publications, 368, p.1-28, 2012.

LANGE, F.W. Estratigrafia e idade geológica da Série Tubarão. Arquivos do Museu Paranaense (Série Geologia), v.2, 1954.

LEINZ, V. Estudos sobre a glaciação carbonífera no sul do Brasil. Boletim DNPM/DFPM, Rio de Janeiro, v. 21, p. 1-47, 1937.

MAACK, R. Breves notícias sobre a geologia dos estados do Paraná e Santa Catarina. Arquivos de Biologia e Tecnologia do Instituto de Biologia e Pesquisas Tecnológicas (Curitiba), vol. 2, p. 63-154, 1947.

MACDONALD R., HARDMAN, D. SPRAGUE, R., MERIDJI, Y., MUDJIONO, W., ARAMCO, S., GALFORD, J. ROURKE, M., DIZ, H. M., KELTON, M. Using Elemental geochemistry to improve sandstone reservoir characterization: A case study from the Unayzah a interval of Saudi Arabia. SPWLA 51<sup>st</sup> Annual Logging Symposium, june, p.19-23, 2010.

MAGALHÃES, A.J.C., CAIXETA, J.M., GOMES, N. Controle Depositional na Diagênese dos Arenitos Caruaçu, Bacia do Recôncavo. B. Geoci. PETROBRAS, Rio de Janeiro. 9 (2/4), abri/dez. p. 237- 247, 1995.

MILANI, E. J., CATTO, E. Petroleum Geology of the Paraná Basin, Brazil. AAPG International Conference & Exhibition, p.442-443, 1998.

MILANI, E. J., FRANÇA, A. B., SCHNEIDER, R. L. Bacia do Paraná. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 69-82, 1994.

MILANI, E. J., RAMOS V. A. Orogenias Paleozóicas no Domínio Sul-Occidental do Gondwana e os Ciclos de Subsidência da Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências. v. 28 n° 4, p. 473-484, 1998.

MILANI, E. J. Evolução Tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu Relacionamento com a Geodinâmica Fanerozóica do Gondwana Sul-occidental. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre (RS). 255 p., 1997.

MILANI, E. J. Comentários sobre a origem e evolução tectônica da Bacia do Paraná. In:



Mantesso-Neto, V., Bartorelli, A., Carneiro, C.D.R., Brito-Neves, B.B. (Eds.) *Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Editora Beca, p.265-279, 2004.

MORADI, A.V., SAR, A., AKKAYA, P. Geochemistry of the Miocene oil shale (Hançili Formation) in the Çankiri-Çorum Basin, Central Turkey: Implications for Paleoclimate conditions, source-area weathering, provenance and tectonic setting. *Sedimentary Geology*, v.341, p 289-303, 2016.

NORTHFLEET, A. A.; MEDEIROS, R. A.; MUHLMANN, H. Reavaliação dos Dados Geológicos da Bacia do Paraná. *Boletim Técnico da Petrobrás*. Rio de Janeiro, v. 12, n° 3, p. 291-346, 1969.

OLIVEIRA, E. *Geologia e Recursos Minerais do Estado do Paraná*. Monografia do Serviço de Geologia e Mineralogia do Departamento Nacional da Produção Mineral, vol. 6, 169p, 1927.

PETERSOHN, E. Bacia do Paraná, Geologia e esforço exploratório. ANP, Workshop, Bacia do Paraná, 2008.

PETRI, S. Grupo Tubarão. *Boletim do Instituto Geográfico e Geológico*, vol. 41, p. 56-63, 1964.

ROCHA-CAMPOS, A. C. The Tubarão Group in the Brazilian portion of the Paraná Basin. In: J. J. Bigarella; R. D. Becker; I. D. Pinto (Editors), *Problems in Brazilian Gondwana Geology*, Curitiba, p. 27-102, 1967.

ROLLINSON, H. R. *Using geochemical data: evaluation, presentation interpretation*. New York: John Wiley & Sons, Inc. 352p., 1995.

SANFORD, R., LANGE, F. W. Basin study approach to oil evaluation of Paraná miogeosyncline, south Brazil. *American Association Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 44, p. 1316-1370, 1960.

SCHLUMBERGER. *Log Interpretation Principles/Applications*. 241p., 1989.

SCHNEIDER, R.L., MUHLMANN, H., TOMMASI, E., MEDEIROS, R.A., DAEMON, R.F., NOGUEIRA, A.A. Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. In: *Congresso Brasileiro de Geologia*, 28, Porto Alegre- RS, SBG, vol.1, p. 41- 66, 1974.

SLATT, R.M. *Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers*. Handbook of Petroleum Exploration and Production. University of Oklahoma. Norman, Oklahoma 73019, U.S.A. 1ed. v. 6, 493p, 2006.

SOARES, P. C. *Tectônica Sinssedimentar Cíclica na Bacia do Paraná – Controles*. Tese para concurso ao cargo de Professor Titular, Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 131p, 1991.

SOARES, P. C., LANDIM, P. M. B., SIBELI, O. WERNICKE, E. WU, F. T., FIORI, A. P. Associações litológicas do Subgrupo Itararé e sua Interpretação Ambiental. *Revista Brasileira*

de Geociências, vol. 7, n.o 2, p. 131-149, 1977.

TAYLOR, S.R., MCLENNAN, S.M. The Continental Crust: Its Composition and Evolution. Oxford: Blackwell, 312p, 1985.

VALDEZ, V.B., AQUINO, C.D., PAIM, P.S.G., SOUZA, P.A., MORI, A.L., FALLGATER, C., MILANA, J.P., KNELLER, B. 2017. Late Palaeozoic glacial cycles and subcycles in western Gondwana: Correlation of surface and subsurface data of the Paraná Basin, Brazil. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, p.1-16.

VESELY, F.F., ASSINE M. L. Sequências e tratos de sistemas deposicionais do Grupo Itararé, norte do Estado do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, v. 34, p. 219-230, 2004.

VESELY, F.F. Dinâmica sedimentar e arquitetura estratigráfica do Grupo Itararé (carbonífero-permiano) no centro-leste da Bacia do Paraná. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná. 238p, 2006.

VESELY, F.F., ROSTIROLLA, S.P., Appi, C.J., Kraft, R.P. Late Paleozoic glacially related sandstone reservoirs in the Paraná Basin, Brazil. AAPG Bulletin, v.91, n.2, p.151-160, 2007.

WEINSCHUTZ, L.C. Estratigrafia de sequências do Grupo Itararé (Neocarbonífero-Eopermiano) na região de Rio Negro (PR)- Mafra (SC). Tese de Doutorado, Unesp, 83p, 2006.

WEINSCHUTZ, L.C., CASTRO, J.C. A Sequência Mafra Superior \ Rio Do Sul Inferior (Grupo Itararé, Permocarbonífero) em Sondagens Testemunhadas da Região de Mafra (SC), Margem Leste Da Bacia Do Paraná. Geociências, UNESP, 24, p. 131-141, 2005.

WEINSCHÜTZ, L.C., CASTRO, J.C. Arcabouço cronoestratigráfico da Formação Mafra (intervalo médio) na região de Rio Negro/PR-Mafra/SC, borda leste da bacia do Paraná. REM: Revista Escola de Minas, 57(3), p.151-156, 2004.

WEINSCHÜTZ, L.C., CASTRO, J.C. Sequências depocisionais da Formação Taciba (Grupo Itararé, Neocarbonífero a Eopermiano) na região de Mafra (SC), Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências. 36(2). p.243-252, 2006.

WANG, B-Q., WANG, W., ZHOU, M. Provenance and tectonic setting of the Triassic Yidun Group, the Yidun Terrane, Tibet. Geoscience Frontiers, v2, p.765-777, 2013.

WHITE, I. C. Relatório sobre as Coal Measures e rochas associadas ao sul do Brasil. Rio de Janeiro: Comissão das Minas de Carvão de Pedra do Brasil. 300p, 1908.

ZALÁN, P.V., WOLFF, S., CONCEIÇÃO, J.C.J., ASTOLFI, M.A.M., VIEIRA, I.S. Tectônica e sedimentação da Bacia do Paraná. SBG, Simpósio Sul-brasileiro de Geologia, 3, Curitiba, Atas..., v. 1, p. 441-477, 1987.

ZHANG, S., CAO, Y., LIU, K., JAHREN, J., XI, K., ZHU, R., YANG, T., CAO, X., WANG, W. Characterization of lacustrine mixed fine-grained sedimentary rocks using coupled hemostratigraphic-petrographic analysis: A case study from a tight oil reservoir in the Jimusar Sag, Junggar Basin, Marine and Petroleum Geology, p. 1-37, 2018.

## Anexo 1

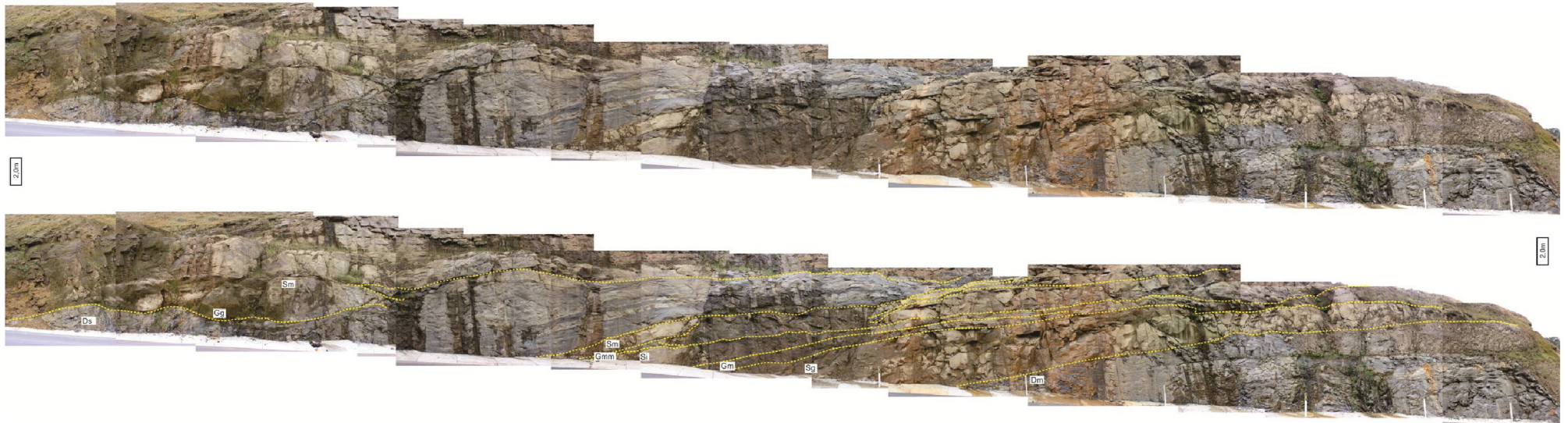


Figure 26: A-) Photographic composition of Doutor Pedrinho Outcrop. B-) Photographic composition of Doutor Pedrinho outcrop with recurrent facies.



## Anexo 2



Figure 27: General image of Rio dos Cedros outcrop.